



Tugas Akhir - RF-141501

**DESAIN PARAMETER AKUISISI SEISMIC 3D UNTUK  
EKSPLORASI HIDROKARBON DI LINGKUNGAN  
VULKANIK DENGAN ANALISA METODE DINAMIK  
DAN STATIK PADA CEKUNGAN JAWA BARAT  
BAGIAN UTARA**

ADIB BANUBORO  
NRP 3713100024

Dosen Pembimbing  
Dr.Dwa Desa Warnana  
NIP. 19760123 200003 1001

Firman Syaifuddin S.Si, M.T  
NIP. 198410911 201404 1001

Departemen Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017





**TUGAS AKHIR - RF-141501**

**DESAIN PARAMETER AKUISISI SEISMIC 3D UNTUK  
EKSPLORASI HIDROKARBON DI LINGKUNGAN  
VULKANIK DENGAN ANALISA METODE DINAMIK  
DAN STATIK PADA CEKUNGAN JAWA BARAT  
BAGIAN UTARA**

**ADIB BANUBORO  
NRP 3713100024**

**Dosen Pembimbing  
Dr.Dwa Desa Warnana  
NIP. 19760123 200003 1001**

**Firman Syaifuddin S.Si, M.T  
NIP. 198410911 201404 1001**

**Departemen Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan  
InstitutTeknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017**

***HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***





UNDERGRADUATE THESIS - RF-141501

**3D SEISMIC SURVEY DESIGN FOR HYDROCARBON  
EXPLORATION IN VOLCANIC ENVIROMENT BY  
DYNAMIC AND STATIC ANALYSIS METHODS IN  
NORTH WEST-JAVA BASIN**

ADIB BANUBORO  
NRP 3713100024

Supervisors  
Dr.Dwa Desa Warnana  
NIP. 19760123 200003 1001

Firman Syaifuddin S.Si, M.T  
NIP. 198410911 201404 1001

Departemen Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan  
InstitutTeknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017

***HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

## LEMBAR PENGESAHAN

DESAIN PARAMETER AKUISISI SEISMIC 3D UNTUK  
EKSPLORASI HIDROKARBON DI LINGKUNGAN VULKANIK  
DENGAN ANALISA METODE DINAMIK DAN STATIK PADA  
CEKUNGAN JAWA BARAT BAGIAN UTARA


Tugas Akhir  
Diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan  
untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik

Pada  
Departemen Teknik Geofisika  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya, 6 Juli 2017

Menyetujui,  
Dosen Pembimbing

(  
  
Dr. Dwa Desa Warnana  
NIP. 19760123 200003 1001

  
Firman Syaifuddin S.Si, M.T  
NIP. 198410911 201404 1001

Mengetahui,  
Ketua Laboratorium Petrofisika  
Jurusan Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

(  
  
Wien Lestari, ST, MT  
NIP 19811002 201212 2003

***HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

## **PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR**

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi tugas Akhir saya dengan judul **“DESAIN PARAMETER AKUISISI SEISMIK 3D UNTUK EKSPLORASI HIDROKARBON DI LINGKUNGAN VULKANIK DENGAN ANALISA METODE DINAMIK DAN STATIK PADA CEKUNGAN JAWA BARAT BAGIAN UTARA”** adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 6 Juli 2017

Adib Banuboro  
NRP. 3713100024

***HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

# DESAIN PARAMETER AKUISISI SEISMIK 3D UNTUK EKSPLORASI HIDROKARBON DI LINGKUNGAN VULKANIK DENGAN DENGAN ANALISA METODE DINAMIK DAN STATIK PADA CEKUNGAN JAWA BARAT BAGIAN UTARA

Nama : Adib Banuboro  
NRP : 3713100024  
Departemen : Teknik Geofisika  
Pembimbing : (1) Dr. Dwa Desa Warnana  
(2) Firman Syaifuddin S.T,M.T

## ABSTRAK

Manifestasi *oil seeps* di lingkungan vulkanik dapat menunjukkan keberadaan minyak bumi. Salah satunya, terletak di Kabupaten Majalengka, Cekungan Jawa Barat bagian Utara. Hal ini menjadi tantangan bagi keilmuan geofisika dalam mencitrakan kondisi bawah permukaan di lingkungan vulkanik untuk melihat keberadaan dan persebaran hidrokarbon. Metode seismik memiliki keterbatasan pada litologi vulkanik. Evaluasi desain akuisisi seismik 3D diperlukan untuk permasalahan geometri struktur dan kontras kecepatan litologi vulkanik. Evaluasi dilakukan dengan pendekatan desain akuisisi seismik 2D yang nantinya diterapkan pada desain akuisisi seismik 3D untuk dianalisa secara statik. Variasi parameter meliputi *common depth point* (CDP), *fold coverage*, dan *far Offset* . Model geologi sintetik dibuat berdasarkan data sumur eksplorasi dan data seismik terdahulu. Target lapisan pada akuisisi adalah lapisan Formasi Jatibarang bagian atas di kedalaman 1763 meter. Pada analisa desain 2D lapisan Jatibarang bagian atas ditunjukkan pada domain waktu 1000 ms, diperoleh hasil yakni CDP interval 10 meter, *Fold coverage* 45, dan Far Offset 1790 meter. Hasil yang tunjukkan dari desain akuisisi 2D pada penampang seismik di terapkan pada desain akuisisi seismik 3D statik. Diperoleh parameter akuisisi seismik 3D antara lain *Fold coverage* 49, Far Offset 1965 meter, Near Maximum Offset 282.8 meter, Jumlah salvo 10 buah, Jumlah *Receiver Line Interval* 14 buah, Jarak *Shot Line Interval* 200 meter, Jarak *Receiver Line Interval* 200 meter, Jumlah Geophone/lintasan 140 buah. Berdasarkan hasil analisa, desain parameter akuisisi yang menjadi perhatian khusus pada lingkungan vulkanik ini adalah *Common Depth Point Interval*, *Fold coverage*, dan *Far Offset* karena dapat memberikan citra penampang seismik di lingkungan vulkanik dengan S/N ratio yang tinggi.

Kata kunci : CDP Interval, *Fold coverage*, Far Offset, Desain Akuisisi Seismik 3D, Desain Akuisisi Seismik 2D, Lingkungan Geologi Vulkanik

***HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***



3D SEISMIC ACQUISITION DESIGN FOR HYDROCARBON  
EXPLORATION ON VOLCANIC ENVIRONMENT USING SIMPLE  
DYNAMIC AND STATIC ANALYSIS METHOD IN NORTH WEST-JAVA  
BASIN

Student Name : ADIB BANUBORO  
Student ID Number : 3713100024  
Departement : Geophysical Engineering  
Supervisors : Dr. Dwa Desa Warnana  
: Firman Syaifuddin, S.Si, MT

**ABSTRACT**

Volcanic environment has a hydrocarbon potency to explore. There is a manifestation that shown by oil seeps in the surface. Majalengka is one of the area indicated as an hydrocarbon zone below it that located in a part of North West Java Basin. It is challenging and has opportunity to develop an exploration methods. Because there is a problem with seismic wave propagation on the volcanic area. Research of seismic design is needed for analysis seismic design that could image the structural geometry of volcanic environment. The author use majalengka as an field study of seismic design parameter analysis in volcanic environment. The author use a geological syntetic model to perform this research built by old 2D seismic section and well data on the research area. Methodology that used in this research by analysis crossover 2D seismic acquisition line which made as 3D seismic configuration which consist of inline and xline by dynamic analysis. Author use three variations of seismic acquisition parameter in 2D analysis, they are CDP interval, *Fold coverage*, and Far Offset. 2D analysis use seismic section from each variation of seismic design parameter. The result from 2D seismic design analysis that can give the best answer for structural geometry problem based on volcanic environment are CDP interval 10 meter, 45 *Fold coverage*, and Far Offset 1790 meter. This result used for 3D seismic static analysis and applied as a input parameter for build 3D seismic design. 3D Seismic parameter design that used after static analysis are 49 *Fold coverage*, Far Offset 1965 meter, Near Maximum Offset 282.8 meter, number of salvo 10, number of RLI (Reciver Line Interval) 14, Shot Line Interval 200 meter, *Receiver* Line Interval 200 meter, number of Geophone/line 140. Therefore, 2D dynamic analysis result that important for volcanic case are CDP interval, Fold coverage, and Far offset give the best answer from the seismic section could give 3D static design for seismic acquisition design plan in volcanic area with high S/N ratio.

**Keywords:** CDP Interval, *Fold coverage*, *Far Offset*, 3D Seismic Design, 2D Seismic Design, Geological Volcanic Environment

## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kepada Allah SWT karena atas rahmat-Nya sehingga laporan Tugas Akhir dengan judul “DESAIN PARAMETER AKUISISI SEISMIC 3D UNTUK EKSPLORASI HIDROKARBON DI LINGKUNGAN VULKANIK DENGAN DENGAN ANALISA METODE DINAMIK DAN STATIK PADA CEKUNGAN JAWA BARAT BAGIAN UTARA” ini dapat terselesaikan.

Tugas akhir ini berisikan analisa parameter akuisisi seismik 2D secara dinamik dan 3D secara static untuk merencanakan akuisisi seismik lingkungan vulkanik secara 3D. Belum semua permasalahan vulkanik terjawab didalam penelitian ini, namun paling tidak dapat menjadi langkah awal membuka pikiran kita mengenai eksplorasi hidrokarbon di lingkungan vulkanik. Semoga penelitian ini dapat menjadi inspirasi studi bagi pembaca terkait desain akuisisi seismik dan pengolahan data seismik. Penulis yakin bahwa masih ada cadangan hidrokarbon besar Indonesia dibawah gunung.

Untuk itu dalam pelaksanaan dan penyusunan Laporan Tugas Akhir ini tidak terlepas dari bimbingan, bantuan, dan dukungan berbagai pihak. Pada kesempatan ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Keluarga penulis atas dukungan, nasehat dan doa selama ini kepada penulis
2. Bapak Dr Alpius Dwi Guntara dan Bapak Agung Adi Susanto S.Si, M.T, selaku pembimbing di Pertamina UTC
3. Bapak Dr. Dwa Desa Warnana dan Bapak Firman Syaifuddin, S.Si, MT, selaku pembimbing
4. Ibu Ingrid Puspita S.Si ELNUSA yang telah meluangkan waktunya dalam membimbing penulis menggunakan perangkat lunak pengolahan data seismik refleksi.
5. Seluruh dosen Departemen Teknik Geofisika ITS yang telah banyak memberikan ilmu selama penulis melakukan studi di Departemen Teknik Geofisika ITS.
6. Teman teman seperjuangan Teknik Geofisika ITS 2013 TG2 #Kabehdulur
7. Tama dan Dwi atas bantuannya selama pengerjaan TA
8. SEISMIC ACQUISITION AND PROCESSING TA Group (Diptya, Fuad, Omen, Pak Firman)

Semoga Allah membalas semua kebaikan semua pihak. Penulis menyadari tentunya penulisan Tugas Akhir ini masih banyak kekurangan. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat diharapkan. Semoga Tugas Akhir ini membawa manfaat bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Surabaya, 4 Juli 2017

Adib Banuboro  
NRP. 3713100024

# DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
LEMBAR PENGESAHAN .....	iv
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	vii
ABSTRAK .....	ix
ABSTRACT .....	xi
KATA PENGANTAR.....	xiii
DAFTAR ISI .....	xv
DAFTAR GAMBAR .....	xvii
DAFTAR TABEL.....	xxi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Perumusan Masalah .....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Tujuan Penelitian.....	3
1.5 Manfaat Penelitian.....	3
1.6 Sistematika Laporan .....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 Geologi Regional Daerah Penelitian.....	5
2.1.1 Tektonik Cekungan Jawa Barat Bagian Utara.....	6
2.1.2 Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara.....	7
2.1.2.1 Formasi Cisubuh.....	9
2.1.2.2 Formasi Parigi.....	9
2.1.2.3 Formasi Cibulakan .....	9
2.1.2.4 Formasi Jatibarang .....	9
2.2 Akuisisi Data Seismik Eksplorasi.....	10
2.3 Parameter Target .....	11
2.3.1 Kedalaman Target .....	11
2.3.2 Kemiringan Target .....	12
2.4 Parameter Desain Akuisi Seismik Refleksi .....	12
2.4.1 Common Depth Point Interval (CDP Interval ) dan Ukuran BIN ( BIN Size) .....	12
2.4.2 Konfigurasi Survei .....	14
2.4.2.1 Jarak Receiver dan Shot point .....	14
2.4.2.2 Far offset .....	15
2.4.2.3 Jumlah Chanel (Receiver) .....	16
2.4.2.4 Maximum Near Offset .....	16
2.4.2.5 ReceiverLine Interval dan Shot Line Interval .....	17
2.4.3 Charge Size.....	17
2.4.4 Fold coverage.....	17
2.4.5 Azimuth Distribution dan Offset Distribution.....	19

BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	21
3.1    Skema Kerja .....	21
3.2    Langkah Kerja .....	22
3.2.1    Tahap Persiapan .....	22
3.2.2    Tahap Desain Akuisisi .....	23
3.2.3    Tahap Analisa.....	29
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	31
4.1    Model Geologi Sintetik .....	31
4.2    Analisa Desain Parameter Akuisisi 2D Dinamik .....	45
4.2.1    Analisa Common Depth Point Interval .....	47
4.2.2    Analisa Fold coverage .....	53
4.2.3    Analisa Far Offset.....	64
4.3 Analisa Desain Parameter Akuisisi 3D Statik.....	76
BAB V KESIMPULAN.....	87
5.1    Kesimpulan.....	87
5.2    Saran .....	88
DAFTAR PUSTAKA .....	89
LAMPIRAN.....	91

## **DAFTAR GAMBAR**

Gambar 2.1	Sumatra-Java arc trech system (Arpandi dan Patmusukismo, 1975) ..... 5
Gambar 2.2	Peta Tektonik Jawa Barat Bagian Utara (Budiyani, 1991)..... 6
Gambar 2.3	Kolom Statigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Budiyani,1991)..... 8
Gambar 2.4	Konfigurasi Akuisisi Seismik 2D ..... 10
Gambar 2.5	Konfigurasi Desain Survei Seismik 3D (Chaouch, 2006)..... 11
Gambar 2.6	Diagram Fold Distribution (Cordsen, 2000) ..... 12
Gambar 2.7	Skema Fresnel Zone (Cordsen, 2000)..... 13
Gambar 2.8	Konfigurasi Shot Orthogonal (Cordsen, 2000)..... 14
Gambar 2.9	Skema Maximum Offset Pada Template Akuisisi Seismik 3D (Chaouch, 2006) ..... 15
Gambar 2.10	Skema Maximum Near Offset pada Template Survei Seismik 3D (Chaouch, 2006) ..... 16
Gambar 2.11	Rose Diagram (Cordsen, 2000) ..... 19
Gambar 3.1	Skema Kerja Tugas Akhir ..... 21
Gambar 3.2	Lokasi Lintasan Seismik Terdahulu ..... 22
Gambar 3.3	Skema Pengolahan Data Seismik Sederhana..... 24
Gambar 3.4	Geometri Untuk Variasi Desain Pertama ( CDP 10). 25
Gambar 3.5	Geometri Untuk Variasi Desain Pertama ( CDP 15). 25
Gambar 3.6	Stacking Chart Move Survey Konfigurasi Symetrical Split Spread..... 26
Gambar 3.7	Skema Penerapan Geometri Data Seismik..... 26
Gambar 3.8	Skema Sortir CMP pada Data Seismik ..... 26
Gambar 3.9	Tampilan Data Sebelum Sortir CMP ..... 27
Gambar 3.10	Tampilan Salah Satu Data dalam Sortir CMP ..... 27

Gambar 3.11	Skema Analisa Kecepatan (Velocity Analysis) .....	28
Gambar 3.12	Skema Stack Data dan Koreksi NMO .....	28
Gambar 3.13	Skema Migrasi Kirchhoff Stack Data Seismik.....	28
Gambar 4.1	Penampang Seismik Arah Barat Timur Lintasan .....	32
Gambar 4.2	Penampang Seismik Arah Utara Selatan Lintasan Banuboro-2.....	33
Gambar 4.3	Informasi Data Sumur Eksplorasi TG-2.....	35
Gambar 4.4	Hasil Picking Horizon dan Picking Fault Lintasan Banuboro-1.....	36
Gambar 4.5	Hasil Picking Horizon dan Picking Fault Lintasan Banuboro-2.....	37
Gambar 4.6	Model Geologi Bawah Permukaan Lintasan Banuboro- 1 .....	41
Gambar 4.7	Model Geologi Bawah Permukaan Lintasan Banuboro- 2 .....	42
Gambar 4.8	Bentuk Struktur Permukaan Lingkungan Vulkanik ..	44
Gambar 4.9	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan CDP Interval 10 meter.....	48
Gambar 4.10	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan CDP Interval 15 meter.....	49
Gambar 4.11	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-2 dengan CDP Interval 10 meter.....	51
Gambar 4.12	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan CDP Interval 15 meter.....	52
Gambar 4.13	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan Fold coverage Maksimal 15.....	55
Gambar 4.14	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan Fold coverage Maksimal 30.....	56



Gambar 4.15	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan Fold coverage Maksimal 45 ..... 57
Gambar 4.16	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-2 dengan Fold coverage Maksimal 15 ..... 59
Gambar 4.17	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-2 dengan Fold coverage Maksimal 30 ..... 60
Gambar 4.18	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan Fold coverage Maksimal 45 ..... 61
Gambar 4.19	Penampang Semblance Fold coverage 15   Lintasan Banuboro - 1 ..... 62
Gambar 4.20	Penampang Semblance Fold coverage 30   Lintasan Banuboro - 1 ..... 63
Gambar 4.21	Penampang Semblance Fold coverage 45   Lintasan Banuboro - 1 ..... 63
Gambar 4.22	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan Far Offset 600 meter ..... 65
Gambar 4.23	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan Far Offset 1190 meter ..... 66
Gambar 4.24	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan Far Offset 1790 meter ..... 67
Gambar 4.25	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-2 dengan Far Offset 600 meter ..... 69
Gambar 4.26	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-2 dengan Far Offset 1190 meter ..... 70
Gambar 4.27	Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-2 dengan Far Offset 1790 meter ..... 71
Gambar 4.28	Ray Tracing Jarak 0 meter Lintasan Banuboro-1 ..... 72
Gambar 4.29	Ray Tracing Jarak 6000 meter Lintasan Banuboro-1 73

Gambar 4.30	Ray Tracing Jarak 12000 meter Lintasan Banuboro-1 .. .....	73
Gambar 4.31	Ray Tracing Jarak 0 meter Lintasan Banuboro- 2.....	74
Gambar 4.32	Ray Tracing Jarak 6000 meter Lintasan Banuboro-	275
Gambar 4.33	Ray Tracing Jarak 12000 meter Lintasan Banuboro- 2 . .....	75
Gambar 4.34	Peta Lokasi Area Pengukuran Seismik 3D .....	77
Gambar 4.35	Peta Kontur Kedalaman Model Geologi Sintetik Lapisan Target : Lapisan Jatibarang.....	78
Gambar 4.36	Template Akuisisi Seismik 3D Ortogonal .....	79
Gambar 4.37	Skema Pergerakan Template 3D.....	80
Gambar 4.38	Pergerakan Template pada Peta Kontur .....	80
Gambar 4.39	Persebaran Fold coverage pada Daerah Penelitian....	81
Gambar 4.40	Hasil Persebaran Offset di Lokasi Full Fold .....	82
Gambar 4.41	Low Offset Distribution Fold Rendah .....	83
Gambar 4.42	Persebaran Azimuth pada Daerah Fold Tinggi .....	84
Gambar 4.43	Persebaran Azimuth pada Daerah Fold Rendah.....	84
Gambar 4.44	Diagram Persebaran Arah Azimuth Dominan .....	85

## **DAFTAR TABEL**

Tabel 4.1	Tabel Informasi Kecepatan Interval Lapisan Model Geologi....	39
Tabel 4.2	Informasi Perlapisan Model Geologi Bawah Permukaan Lintasan Seismik Banuboro-1 dan Banuboro-2 .....	40
Tabel 4.3	Tabel Parameter Penembakan Metode Dinamik.....	45
Tabel 4.4	Variasi Desain Parameter Akuisisi 2D Dinamik.....	46
Tabel 4.5	Parameter Akuisisi 2D Dinamik Hasil Analisa .....	76

***HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Sebagai negara yang diapit oleh tiga lempeng tektonik dunia, Indonesia memiliki aktivitas tektonik yang aktif sehingga menghasilkan 66 cekungan minyak bumi. Sampai saat ini masih ada 42 cekungan minyak bumi yang belum di buktikan potensi hidrokarbon berdasarkan data Divisi Pengembangan dan Penelitian Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral tahun 2016. Salah satu tipe cekungan yang ada di Indonesia merupakan jenis cekungan Subvulkanik. Cekungan Subvulkanik merupakan cekungan yang terbentuk di daerah gunung api. Hal ini dibuktikan dengan adanya rembesan minyak bumi kepermukaan (*oil seeps*) di daerah vulkanik. Cekungan subvulkanik ini tersebar di cekungan Jawa Barat dan Jawa Timur. Dalam susunan sistim didalam cekungan subvulkanik terdiri dari lapisan batuan vulkanik yang menutupi sedimen pada *Petroleum System* (Satyana, 2015).

Eksplorasi seismik masih menjadi metode yang banyak digunakan dalam eksplorasi minyak gas dan minyak bumi. Eksplorasi seismik yang digunakan adalah Eksplorasi Seismik Refleksi. Metode ini memanfaatkan kecepatan gelombang badan (*Body Wave*) jenis primer ( $V_p$ ) untuk mendapatkan citra kondisi bawah permukaan akibat adanya pantulan dari bidang relfektor. Perambatan gelombang dipengaruhi oleh kecepatan lapisan yang ada dibawah permukaan (Telford, 1991).

Dengan ditemukannya keberadaan sumber daya minyak bumi yang terletak di kawasan vulkanik, timbul sebuah masalah pada metode eksplorasi seismik dalam hal perambatan gelombang, yakni terdapat batuan beku yang menutupi *petroleum system* (Fajrina, 2015). Batuan beku yang terletak di permukaan memiliki nilai sifat fisis ( $V_p$  dan densitas) yang heterogen karena dipengaruhi oleh pembentukannya. Struktur yang terbentuk mempengaruhi perambatan gelombang seismik (Dancer, 2001). Salah satu akibatnya lapisan vulkanik memiliki kontras kecepatan yang tinggi dengan sedimen dibawahnya (Klaner, 2013).

Nilai sifat fisis yang heterogen di lingkungan vukanik menyebabkan gelombang seismik pada batuan beku akan mengalami fenomena pelemahan energi. Karena sedikit energi yang ditransmisikan akibat kontras kecepatan dan bentukan struktur yang terjadi. Hal ini terjadi karena sifat batuan beku dipermukaan yang menjadi penutup lapisan sedimen geometrinya memiliki sifat heterogen (Dancer, 2001). Dengan kondisi lingkungan vulkanik tersebut, parameter akuisisi harus diperhatikan untuk membantu mendapatkan data seismik yang mempermudah dalam proses pengolahannya. Pada akuisisi data seismik refleksi beberapa parameter yang berhubungan dengan kasus

lingkungan vulkanik dan perlu diperhatikan antara lain Common Depth Point Interval, *Fold coverage*, dan *far offset*.

Dalam upaya optimalisasi kondisi bawah permukaan di lingkungan vulkanik pada data seismik, perlu adanya penelitian tentang desain akuisisi seismik metode dinamik 2D dan desain akuisisi seismik metode statik 3D di lingkungan vulkanik. Hasil analisa desain parameter akuisisi seismik metode dinamik 2D yang ditunjukkan hasil penampang seismik dapat diterapkan pada desain akuisisi seismik 3D dan dianalisa secara statik. Dengan demikian hasil analisa desain akuisisi seismik 3D secara statik diharapkan dapat memberikan gambar yang memiliki kualitas tinggi pada penampang seismik 3D sebagai alat dalam menganalisa persebaran hidrokarbon di lingkungan vulkanik.

## 1.2 Perumusan Masalah

Perumusan masalah yang timbul pada penelitian tugas akhir ini adalah :

1. Gelombang seismik sulit menebus lapisan vulkanik yang menjadi lapisan tudung pada *petroleum system* sehingga metoda seismik refleksi di area vulkanik belum dapat menggambarkan geologi bawah permukaan dengan baik
2. Bagaimana cara mendesain Parameter akuisisi ( *far offset*, *near offset*, jumlah *geophone*, bin size, *fold coverage*) akuisisi seismik 3D agar dapat menggambarkan kondisi bawah permukaan lingkungan vulkanik ?
3. Bagaimana desain parameter akuisisi 3D yang tepat untuk di terapkan di lingkungan vulkanik ?

## 1.3 Batasan Masalah

Berikut merupakan batasan masalah yang digunakan pada tugas akhir kali ini :

1. Model geologi dibuat *blocky* berdasarkan pada dua penampang seismik terdahulu yang saling berpotongan di daerah penelitian dan referensi kedalaman lapisan berdasarkan data sumur di daerah penelitian.
2. Simulasi akuisisi menggunakan penalaran gelombang akustik isotropik tanpa mengalami atenuasi baik amplitudo maupun frekuensi. Pengolahan data hanya dilakukan untuk mendapatkan hasil stack dari *shot gather* hasil simulasi desain akuisisi yang diterapkan. Langkah yang digunakan yakni Geometri, *CMP Sorting*, *Velocity Analysis*, *Stack*, dan migrasi. Tahap pengolahan data merupakan alat bantu dalam melihat efek dari desain akuisisi secara *brute stack*.
3. Variasi desain parameter akuisisi 2D dinamik difokuskan pada perbedaan *offset*, *fold coverage*, dan CDP Interval, terhadap model geologi sintetik dengan analisa metode dinamik. Analisa difokuskan pada efek dari desain akuisisi terhadap hasil stack penampang seismik 2D berdasarkan model geologi sintetik dan dipergunakan dalam melakukan desain seismik.

4. Analisa metode statik pada desain akuisisi 3D dilakukan untuk parameter *Bin Size*, *Fold coverage*, *Template*, *Azzimuth Distribution*, *Offset Distribution*.
5. Analisa dinamik dilakukan pada desain akuisisi 2D dan hasil nya diterapkan pada desain akuisisi seismik 3D untuk kemudian dianalisa secara statik dalam kondisi yang ideal.

## 1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan daripada penelitian tugas akhir ini adalah :

1. Mendapatkan desain parameter akuisisi seismik 2D hasil analisa secara dinamik berdasarkan variasi *Common depth point interval*, *Fold coverage*, dan *Far offset*
2. Mendapatkan desain parameter akuisisi seismik 3D berdasarkan hasil analisa desain akuisisi seismik 2D secara dinamik dan analisa statik desain akuisisi seismik 3D.
3. Mengetahui pengaruh desain terhadap kualitas data penampang seismik

## 1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat yang diperoleh dari penelitian tugas akhir ini adalah :

1. Meberikan wawasan kepada pembaca mengenai desain akuisisi seismik 3D untuk eksplorasi hidrokarbon di cekungan subvulkanik.
2. Memahami Pengaruh desain akuisisi seismik untuk kualitas data seismik
3. Memberikan rekomendasi dalam desain akuisisi seismik 3D untuk eksplorasi hidrokarbon di cekungan subvulkanik.

## 1.6 Sistematika Laporan

Untuk lebih memahami laporan tugas akhir ini, dilakukan pengelompokkan materi menjadi beberapa Bab dengan sistematika penulisan sebagai berikut :

1. BAB I : Pendahuluan  
Bab ini menjelaskan tentang informasi umum yaitu latar belakang penelitian, perumusan masalah, tujuan dan manfaat penelitian, ruang lingkup penelitian, waktu dan tempat penelitian, metodologi penelitian, dan sistematika penelitian.
2. BAB II : Dasar Teori  
Bab ini berisikan teori yang diambil dari beberapa kutipan buku, yang berupa pengertian dan definisi. Bab ini juga menjelaskan konsep dasar sistem, konsep dasar informasi, konsep dasar sistem informasi, *Unified Modelling Language (UML)*, dan definisi lainnya yang berkaitan dengan sistem yang dibahas.

3. BAB III : Metodologi Penelitian

Bab ini berisikan langkah dan metode yang digunakan dalam pengerjaan penelitian tugas akhir. Dijelaskan mulai dari data penelitian hingga alur pengerjaan.

4. BAB I V : Analisa Data dan Pembahasan

Bab ini berisi mengenai hasil dari pengerjaan penelitian dan proses analisa. Hasil dianalisa dan dibahas secara ilmiah untuk dapat ditarik sebuah kesimpulan.

5. BAB V : Kesimpulan dan Saran

Bab ini berisi kesimpulan dan saran yang berkaitan dengan analisa berdasarkan yang telah diuraikan pada Bab sebelumnya.

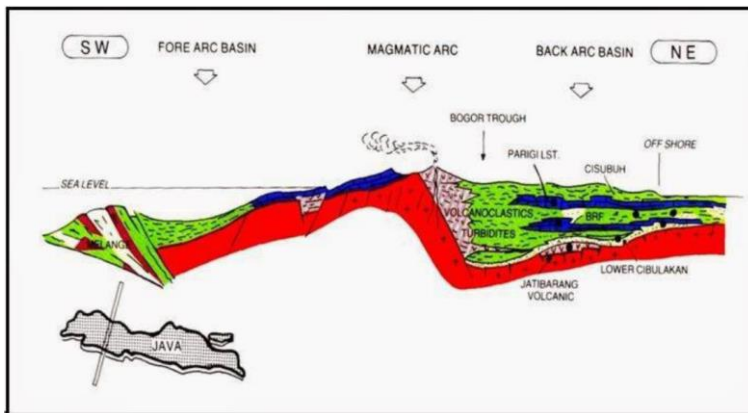


## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Geologi Regional Daerah Penelitian

Daerah penelitian terletak di Kabupaten Majalengka, Jawa Barat dimana pada kabupaten ini termasuk pada cekungan Jawa Barat Bagian Utara. Cekungan Jawa Barat Bagian Utara terdiri dari lima zona antara lain Zona Jakarta *Coastal Plain*, Zona Bandung, Zona Bogor, Zona Pegunungan Kuarter, dan Zona Pegunungan Selatan Jawa Barat. Zona yang di jadikan daerah penelitian adalah Zona Bogor.

Zona Bogor memiliki morfologi berupa perbukitan (dataran tinggi) membentang dari barat ke timur. Secara regional struktur dan pengendapan di Cekungan Jawa Barat bagian Utara dikendalikan oleh aktivitas tektonik yang berkembang di Cekungan Jawa Barat Utara. Secara regional cekungan ini merupakan cekungan belakang busur yang berhubungan langsung dengan *Sumatra-Java arc trech system* (Arpandi dan Patmusukismo, 1975).

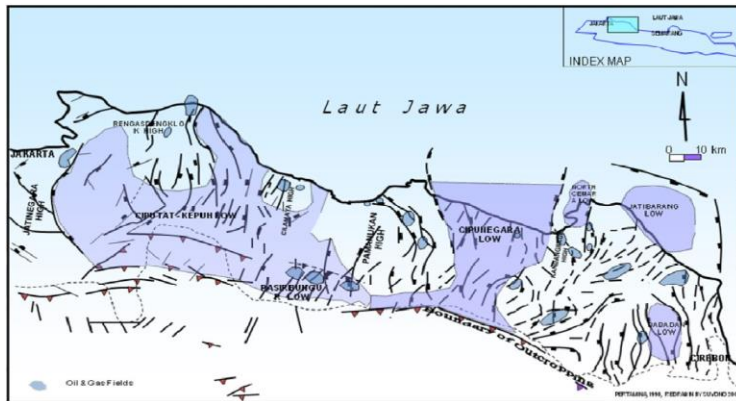


Gambar 2.1 *Sumatra-Java arc trech system* (Arpandi dan Patmusukismo, 1975)

Gambar 2.1 menunjukkan hasil aktivitas tektonik yang mempengaruhi pembentukan Cekungan Jawa Barat bagian utara. Aktivitas tektonik tersebut menunjukkan bagian *Sumatra Java arch Trech system*. Namun pada perkembangannya Sub-cekungan Jatibarang pada awalnya mulai terbentuk pada Zaman Pratersier hingga Tersier Awal dan merupakan cekungan dalam busur gunungapi (*intramountana basin*) dan berkembang menjadi cekungan belakang busur pada Zaman Tersier Awal (Arpandi dan Patmusukismo, 1975).

### 2.1.1 Tektonik Cekungan Jawa Barat Bagian Utara

Aktivitas tektonik pada zaman kapur awal periode Paleogen (Eosen tengah – Oligosen tumbukan berhenti dan terjadi sedimentasi di Selatan pulau Jawa yang berada pada tektonik *passive margin*. Serta terjadi turunan cekungan karena ekstensional regional di sunda *land* bagian utara dan subduksi di selatan Jawa mengawali pada area cekungan belakang busur menyebabkan terbentuknya patahan-patahan besar yang merupakan sesar-sesar turun yang berarah Utara-Selatan. Patahan-patahan inilah membentuk beberapa sub-cekungan yang merupakan sistem *horst* dan *graben* pada cekungan belakang busur khususnya di Cekungan Jawa Barat bagian Utara (Budiyani, 1991).



Gambar 2.2 Peta Tektonik Jawa Barat Bagian Utara (Budiyani, 1991)

Gambar 2.2 menunjukkan persebaran tektonik aktif yang mengelilingi Cekungan Jawa Barat bagian Utara. Tektonik pertama terjadi pada zaman kapur akhir hingga zaman awal tertier dan berlanjut waktu paleogen (eocene – oligocene), pada fase awal ini Jawa Barat bagian Utara dapat klasifikasikan dalam *Fore Arch Basin* dengan dijumpainya orientasi struktur yang berarah NE – SW (N 70 E) struktur ini terlihat mulai dari Ciletuh, sub-cekungan Bogor, Jatibarang, Cekungan Muriah dan Cekungan Florence bagian Barat dan diindikasikan sebagai kontrol “Meratus Trend”. Tahap ini terjadi sebelum terbukanya struktur Cekungan Jawa Barat Bagian Utara (Budiyani, 1991)..

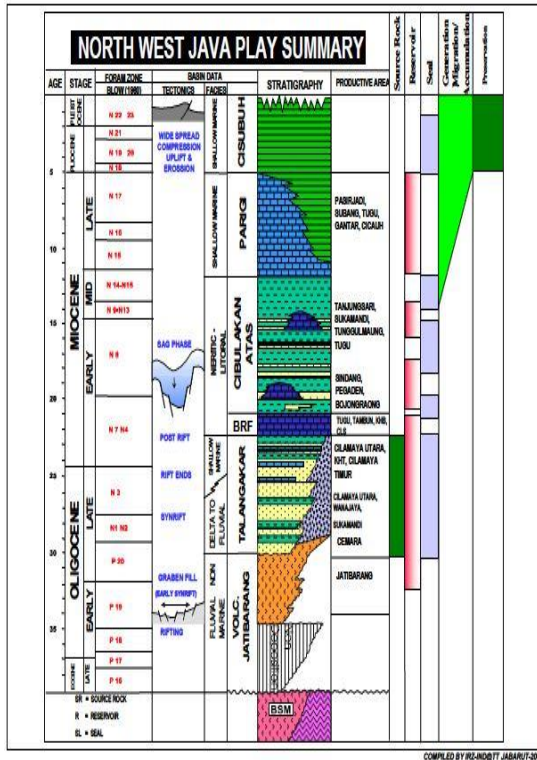
Pada waktu Paleogen (Eocene-Oligocene) Jawa Barat terjadi sesar geser yang akhirnya mengawali pembentukan Cekungan Jawa Barat Bagian Utara sebagai *Pull-Apart Basin*. Pada fase ini dijumpai sesar-sesar bongkah (*half graben system*) yang memiliki arah relatif Utara – Selatan (N-S). Pada fase tektonik ini terjadi pengendapan pertama yang terdiri dari Endapan lacustrin dan vulkanik Formasi Jatibarang yang menutupi rendahan-rendahan yang ada yaitu pada proses sedimentasi awal (Budiyani, 1991).

Proses sedimentasi terus berlangsung dengan dijumpainya endapan transisi Formasi Talangakar. Sistem ini diakhiri dengan diendapkannya sedimen dari Formasi Baturaja. Tektonik kedua terjadi pada zaman Oligocene sampai dengan Miocene. Pada tahap ini tektonik yang terjadi berbalik menjadi tektonik kompresional yang memiliki arah relatif Utara Selatan dan membentuk struktur patahan naik dengan arah relatif Barat Timur mulai dari Selatan (Ciletuh) bergerak ke Utara. Pola sesar ini sesuai dengan sistem sesar naik belakang busur atau dikenal "*thrust foldbelt system*". Hal ini dikarenakan adanya jalur subduksi baru terbentuk di Selatan Jawa. Jalur vulkanik periode Miosen Awal terletak di lepas pantai Selatan Jawa. Deretan gunung api ini menghasilkan endapan vulkanik bawah muka laut dikenal sebagai "*old andesite*", tersebar sepanjang Pulau Jawa. Endapan sedimen yang terjadi pada fase ini adalah endapan yang berasal dari zaman awal Miosen yang terdiri dari formasi Cibulakan Atas yang menunjukkan lingkungan laut dangkal dan ditutup dengan diendapkannya Formasi Parigi yang melampar luas.

Fase tektonik akhir terjadi pada zaman Plio-Pleistosen. Hasil dari tektonik ini berupa sesar-sesar naik pada jalur selatan Cekungan Jawa Barat bagian Utara, dimana pada proses tektonik ini terdapat pengendapan sedimen yang berasal dari Formasi Cisubuh. Dari ketiga fase tektonik tersebut dapat dikatakan bahwa fase tektonik Jawa Barat bagian Utara telah mengalami beberapa deformasi tektonik dalam proses pembentukannya dan memiliki tiga arah struktur yang telah mengalami deformasi dari awal pembentukan antara lain ENE – WSW (arah meratus), Patahan Turun arah N – S (Sunda) dan Patahan Naik E – W (Jawa) (Budiyan, 1991).

### **2.1.2 Statigrafi Cekungan Jawa Barat Utara**

Statigrafi yang terdapat pada cekungan Jawa Barat bagian Utara secara umum dibedakan menjadi statigrafi pada umur Paleogene dan neogen. Untuk statigrafi Paleogene terdiri dari dua tahap pengisian cekungan yaitu *syn rift* dan *post rift*. Secara garis besar formasi yang terdapat pada Cekungan Jawa Barat bagian Utara terdiri dari Formasi Jatibarang, Formasi Talang Akar, dan Formasi Baturaja pada tahap *syn rift*. Sedangkan untuk tahapan *post rift* endapan yang mengisi cekungan berasal dari Formasi Cibulakan, Formasi Parigi, dan Formasi Cisubuh.



Gambar 2.3 Kolom Statigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Budiyani, 1991)

Gambar 2.3 menunjukkan banyaknya formasi dan informasi litologi pada Cekungan Jawa Barat bagian utara. Terdapat perbedaan dengan keberadaan formasi pada daerah penelitian karena gambar 2.3 menunjukkan informasi di pusat cekungan. Pada penelitian kali ini, statigrafi Cekungan Jawa Barat Utara di fokuskan pada hasil pengeboran sumur eksplorasi yang telah di lakukan pada sumur eksplorasi. Sumur eksplorasi ini terletak di cekungan Jawa Timur bagian Utara Zona Bogor. Batuan yang dijumpai pada trayek pemboran Sumur termasuk ke dalam Formasi Cisubuh perkiraan pada kedalaman 0 – 883 (MD), Formasi Parigi pada kedalaman 883 – 1404 (MD), Formasi Cibulakan pada kedalaman 1404 – 1763 (MD), dan Formasi Jatibarang pada kedalaman 1763 – 2170 (MD). Berdasarkan statigrafi sumur eksplorasi, formasi yang terdapat pada Zona Bogor Cekungan Jawa Barat bagian Utara antara lain:

### **2.1.2.1 Formasi Cisubuh**

Formasi Cisubuh diendapkan secara selaras diatas Formasi Parigi dengan litologi penyusun Formasi Cisubuh tersusun oleh batulempung yang berseling terhadap batupasir dan batugamping yang mengandung banyak glaukonit, lignit serta sedikit rijang dan fragmen batuan beku vulkanik. Ketebalan Formasi Cisubuh berkisar antara 100 m – 883 m. Berdasarkan studi paleontologi, teridentifikasi Formasi Cisubuh diendapkan pada lingkungan laut dangkal yaitu pada lingkungan *inner neritic* dan berangsur mengalami pendangkalan menjadi lingkungan *litoral-paralic*. Di atas Formasi Cisubuh secara tidak selaras diendapkan endapan Kuarter. Formasi Cisubuh diendapkan pada Miosen Akhir hingga Pliosen (Budiyani, 1991).

### **2.1.2.2 Formasi Parigi**

Formasi Parigi diendapkan secara selaras di atas Anggota Pre-Parigi. Litologi penyusun Formasi Parigi di dominasi oleh batugamping terumbu, batugamping klastik dan sisipan dolomit. Selain itu juga, pada Formasi ini dijumpai fosil foraminifera seperti *Alveolina quoyi* dan *Quenqueculina kirembatira* yang menandakan Formasi Parigi diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga neritik tengah. Pengendapan batugamping Formasi Parigi ini melampar ke seluruh Cekungan Jawa Barat Bagian Utara dan pada umumnya berkembang sebagai terumbu yang menumpang secara selaras di atas Formasi Cibulakan Atas. Kehadiran Formasi Parigi ini menunjukkan kondisi cekungan yang relatif stabil. Berdasarkan studi biostratigrafi, formasi ini diendapkan pada Miosen Akhir (Arpandi dan Patmusukismo, 1975).

### **2.1.2.3 Formasi Cibulakan**

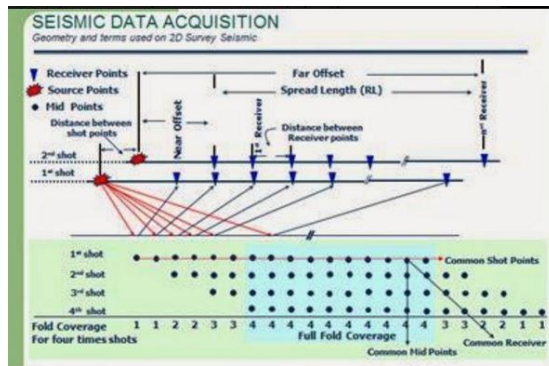
Formasi ini terdiri dari perselingan antara serpih dengan batupasir dan batugamping baik yang berupa batugamping klastik maupun secara setempat-setempat berkembang juga batugamping terumbu yang dikenal sebagai *Mid Main Carbonate (MMC)*. (Arpandi dan Patmusukismo, 1975)

### **2.1.2.4 Formasi Jatibarang**

Formasi Jatibarang terdiri dari batuan-batuan vulkanik ekstrusif yang sebagian besar merupakan interkalasi tuf, lava (basalt/andesit), aglomerat, breksi gunungapi dan beberapa berseling terhadap shale. Batuan vulkanik Jatibarang diendapkan pada Oligosen Awal yang merupakan produk dari aktivitas vulkanik yang berasosiasi dengan endapan-endapan *Synrift* yaitu endapan fluvial/nonmarine. Berdasarkan analisis terhadap batuan vulkanik Jatibarang, batuan vulkanik ini merupakan hasil aktivitas gunungapi berupa *fissure* (Soewono dan Setyoko, 1987).

## 2.2 Akuisisi Data Seismik Eksplorasi

Untuk mendapatkan data seismik eksplorasi, dapat dilakukan kegiatan akuisisi seismik. Elemen yang digunakan pada akuisisi data seismik antara lain sebuah sumber gelombang, penerima gelombang, frekuensi sumber dan desain akuisisi pengambilan data lapangan. Tahapan ini merupakan tahapan yang menentukan untuk mendapatkan kenampakan hasil yang di inginkan. Hasil yang di inginkan terbagi atas seismik dua dimensi (2D) dan tiga dimensi (3D) baik di darat maupun di laut (Telford,1991). Seimik dua dimensi terdiri dari lintasan yang berbentuk garis dengan panjang lintasan sesuai dengan target. Dimana pada seismik dua dimensi ini memiliki geometri titik pantul gelombang pada kedalaman yang sama disebut dengan *common depth point* (CDP) berupa titik dan memiliki CMP (*common mid point*) yang berbentuk titik pula.

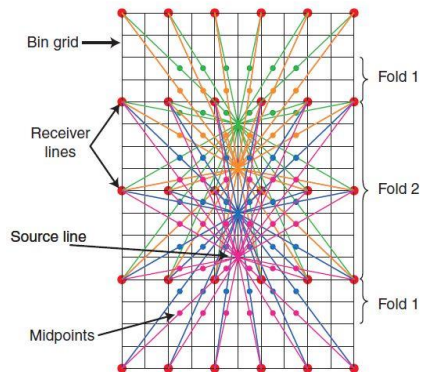


Gambar 2.4 Konfigurasi Akuisisi Seismik 2D

Gambar 2.4 menunjukkan konfigurasi dan titik pantul bawah permukaan yang ditunjukkan dengan banyaknya titik pada konfigurasi akuisisi seismik 2D *off end*. Pada seismik tiga dimensi terdiri dari lintasan yang membentuk suatu template. Titik pantul gelombang seismik refleksi membentuk sebuah bidang dibawah permukaan sehingga kumpulan dari CMP gelombang yang terpantulkan membentuk sebuah BIN. Geomemtri survei 3D dapat ditunjukkan pada gambar 2.5. Dalam pengembangannya survei seismik tiga dimensi semakin berkembang kendati teknologinya yang dapat mengamati zona target reservoir secara bangun ruang (Stone, 1994).

Penentuan obyektif survei seismik 3D lebih sulit dibandingkan survei seismik 2D, hal ini disebabkan karena parameter akuisisi seismik 3D lebih sulit diubah pada saat survei seismik telah berjalan. Peralatan seismik 3D lebih banyak dilapangan dan posisi peralatan lebih lama berada di lapangan, sehingga bisa dipengaruhi oleh lingkungan dan cuaca. Parameter yang berbeda dari akuisisi data. seismik 2D antara lain jarak CMP yang menjadi ukuran BIN,

konfigurasi penembakan dan penerima, *fold coverage*, *shot interval*, dan *Receiver interval* gelombang seismik (Cordsen,2000).



Gambar 2.5 Konfigurasi Desain Survei Seismik 3D (Chaouch, 2006)

Gambar 2.5 menunjukkan contoh konfigurasi akuisisi seismik 3D dengan konfigurasi orthogonal dan titik pantul bawah permukaan yang ditunjukkan dengan sebuah bidang persegi (BIN). Hal ini penting untuk menjadi dasar dalam memutuskan apakah sampling kasar cukup untuk menyelesaikan struktur *dip* dan gambaran fitur geologi dengan benar. Tidak ada peraturan khusus untuk jenis *array* yang digunakan dalam seismik 3D. Sumber getar (*source*) dan *receiver* seismik 3D yang dipasang di permukaan dan perekaman data seismik 3D mempunyai *azimuth* yang tidak terdapat pada seismik 2D, dimana distribusi diupayakan sebaran *azimuth* bagus. Jika suatu fenomena muncul pada suatu profil seismik 2D tidak bisa menentukan arah penyebabnya. Sebaliknya migrasi 3D lebih baik dalam hal *positioning* untuk melihat anomali yang ada (Cordsen, 2000).

## 2.3 Parameter Target

Sebelum mendesain parameter survei seismik refleksi untuk eksplorasi hidrokarbon, harus diketahui terlebih dahulu karakter dari target litologi lapisan. Karakter tersebut menjadi acuan untuk mendesain.

### 2.3.1 Kedalaman Target

Target yang dikejar pada survei seismik pada domain kedalaman, Parameter ini digunakan dalam melakukan desain panjang bentangan suatu survei seismik yang hubungannya akan dijelaskan pada sub bab berikutnya (Cordsen, 2000).

### 2.3.2 Kemiringan Target

Setiap lapisan dibawah permukaan memiliki kemiringan yang beragam, karena membentuk stuktur geologi. Untuk melakuka pendakatan pada lapisan yang memiliki sudut tertentu diperlukan parameter target berupa sudut perlapisan yang diperoleh dari data seismik sebelumnya sehingga dapat di desain mengenai geometri survei seismik (Cordsen, 2000).

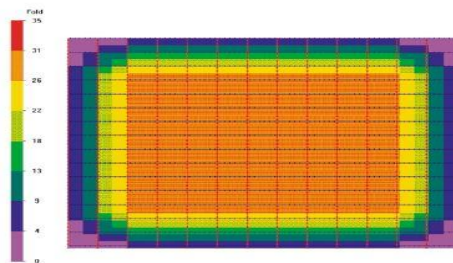
## 2.4 Parameter Desain Akuisi Seismik Refleksi

Parameter akuisisi merupakan nilai yang mempengaruhi hasil pengukuran lapangan untuk mendapatkan hasil data pengukuran lapangan yang optimal dalam mencitrakan bawah permukaan. Parameter akuisisi di desain sebelum pengukuran berlangsung dilapangan disesuaikan dengan target yang di inginkan. Parameter akuisisi seismik refleksi 3D adalah :

### 2.4.1 Common Depth Point Interval (CDP Interval ) dan Ukuran BIN ( BIN Size)

CDP Interval merupakan jarak antara titik pantul satu dengan lainnya pada suatu medium untuk menunjukkan fenomena geologi yang dilewati oleh sebuah sinar gelombang pada survei seismik 2D. Pada seismik multichanel CDP dapat menggambarkan banyaknya data yang mengenai target sehingga jarak antar CDP semakin rapat semakin baik (Cordsen, 2000).

Sedangkan pada survei seismik 3D titik pantul sebuah sinar gelombang pada lapisan geologi adalah sebuah bidang, berbeda dengan survei seismik 2D yang titik pantulnya berupa sebuah titik. Ukuran BIN merupakan parameter yang menunjukkan titik pantul (CDP) pada survei seismik 3D yang membentuk suatu bidang. Bin ini menggambarkan titik pantul dan menggambarkan besarnya area yang dilewati oleh *trace* yang melewati suatu medium pada seismik 3D. Sehingga dapat didefinisikan bahwa ukan bin merupakan jarak maksimal antar *trace*, formulasi ukuran bin dapat dihitung sama dengan perumusan pada CDP pada persamaan (2.1) dan dapat dituliskan kembali pada persamaan (2.2)



Gambar 2.6 Diagram *Fold Distribution* (Cordsen, 2000)



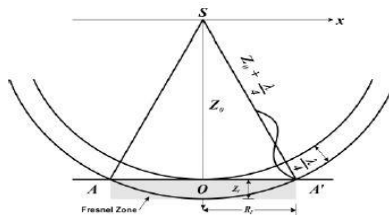
$$CDP = \frac{V_{rms}}{4 \times f_{max} \times \sin \alpha} \quad (2.1)$$

Gambar 2.6 menunjukkan ilustrasi BIN size yang terisi oleh *fold coverage* dari sebuah akuisisi seismik. Berdasarkan persamaan (2.1) dan (2.2), CDP adalah jarak antar CDP pada bidang pantul,  $V_{rms}$  adalah kecepatan rata rata yang telah melalui beberapa lapisan,  $f_{max}$  adalah frekuensi maksimal dari sebuah gelombang seismik yang digunakan pada survei, dan  $\sin \alpha$  adalah kemiringan dari target (Chaouch, 2006).

$$BIN\ Size = \frac{V_{rms}}{4 \times f_{max} \times \sin \alpha} \quad (2.2)$$

Pada ukuran BIN ini dapat diketahui mengenai *Fold coverage* dari suatu penembakan. Karena dalam satu BIN pada survei seismik 3D terdiri atas banyak *common depth point*. Gambar 2.6 Pacht Diagram untuk Analisa persebaran dan jumlah pada survei akuisisi seismik 3D *Fold coverage* (Cordsen, 2000)

Sehingga dalam penentuan bin ini berpengaruh pada nilai S/N rasio untuk melihat noise dan event seismik refleksi dengan mengamati banyak nya *Fold coverage* pada suatu BIN . Pengamatan ini dapat dilakukan dengan media diagram pacht untuk persebaran *fold coverage*. Dimana daerah yang memiliki *Fold coverage* yang besar akan menjadi daerah yang paling memiliki banyak sinyal seismik dan layak untuk di interpretasi (Stone, 1994). Parameter ukuran BIN ini mempengaruhi dalam hal resolusi lateral. Hal ini terjadi karena sebuah area *fresnel zone* (gambar 2.7) suatu gelombang seismik dipengaruhi luasannya oleh ukuran BIN.



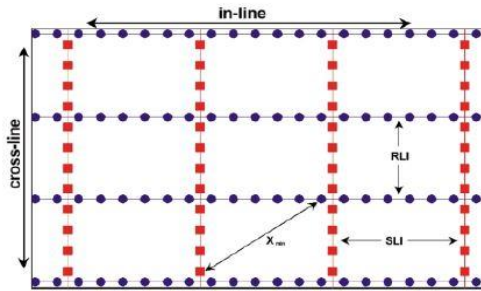
Gambar 2.7 Skema *Fresnel Zone* (Cordsen, 2000)

Gambar 2.7 menunjukkan skema fresnel zone pada sebuah gelombang seismik yang mengenai titik pantul. Jarak antara A – A' menunjukkan cakupan dari pantulan gelombang seismik dibawah permukaan. Semakin kecil nilai

suatu BIN akan memberikan ruang yang kecil bagi suatu *fresnel zone*, dengan demikian akan diperoleh pengamatan yang lebih rapat untuk citra secara lateral namun harus diimbangi dengan pembesaran frekuensi (Chaouch, 2006).

## 2.4.2 Konfigurasi Survei

Parameter ini menjelaskan tentang geometri sumber gelombang yang digunakan dalam survei seismik 3D. Terdiri atas lokasi *shot* disebut *shot line*. Ketika telah ditentukan lokasi serta panjangnya *shot length*, dihitung jumlah *shot* (sumber) dan jarak antar *shot point* yang akan digunakan pada survei seismik berdasarkan *shot length* yang telah ditentukan digunakan dalam membuat konfigurasi survei seismik 3D. Konfigurasi yang digunakan adalah konfigurasi orthogonal.



Gambar 2.8 Konfigurasi *Shot* Orthogonal (Cordsen, 2000)

Gambar 2.8 kotak warna merah menjelaskan SLI adalah *shot length interval* sedangkan titik warna biru menjelaskan RLI adalah *Receiver length interval*. Dimana *shot* pada gambar diatas tegak lurus terhadap *receiver* sehingga disebut dengan konfigurasi orthogonal (Cordsen, 2000).

### 2.4.2.1 Jarak Receiver dan Shot point

Jarak atau interval penembakan disesuaikan dengan seberapa dalam target yang ingin dicapai. Sehingga untuk memperoleh perkiraan jarak antar *receiver* dan jarak antar sumber gelombang dapat memperhatikan jarak antar titik pantul yakni

$$\Delta R = 2 \text{ CDP} \quad (2.3)$$

$$\Delta S = 2 \text{ CDP} \quad (2.4)$$

Berdasarkan persamaan (2.3) dan (2.4),  $\Delta R$  dan  $\Delta S$  adalah jarak antara *receiver* dengan *receiver* dan *shot point* dengan *shot point*. Nilai jarak antar *Shot point* tidak selalu dua kali melainkan bisa lebih dari dua, dari Hubungan

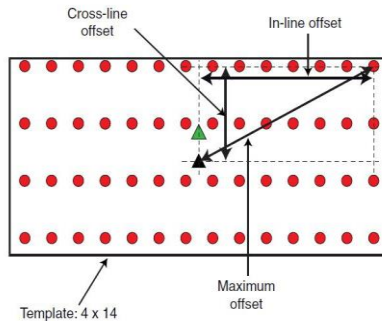
ini di lihat dari jarak terkecil antara *shot* dan jarak antar *receiver* yang dibagi dua, hasil terkecil merupakan nilai CDP Interval (*Common Depth Point*) (Cordsen, 2000).

#### 2.4.2.2 *Far offset*

Jarak bentangan lintasan membutuhkan parameter *far offset*, *far offset* adalah jarak terjauh sebuah *receiver* yang dapat merekam gelombang. Penjarangan yang jauh ini diakibatkan karena efek kedalaman dimana

$$\text{FarOffset} \sim 1.5 \text{ Depth} \quad (2.5)$$

Berdasarkan persamaan (2.5), *depth* merupakan target kedalaman yang diinginkan dari sebuah survei seismik, dapat didekati dengan perencanaan bentangan garis survei seismik. Jika dalam survei seismik 3D yaitu bentangan sebuah bidang yang terbentuk dari sebuah garis survei seismik (Cordsen, 2000). Pada survei seismik 3D *far offset* dapat disebut juga dengan *maximum offset*. *Maximum offset* adalah konfigurasi jarak terjauh antara *receiver* dan *shot point* yang terletak dalam *cross line* dan *in line*. *Maximum offset* pada seismik 3D ini juga mempengaruhi dalam perjalanan gelombang seismik dalam mencapai target kedalaman.



Gambar 2.9 Skema *Maximum Offset* Pada *Template* Akuisisi Seismik 3D (Chaouch, 2006)

Bentuk *maximum offset* pada konfigurasi ditunjukkan pada gambar 2.9 . Formulasi dalam menentukan *far offset* yang diterima oleh *Receiver* dalam survei seismik 3D adalah sebagai berikut,

$$X_{\max} = (X_{\text{cross}}^2 + X_{\text{in}}^2)^{1/2} \quad (2.6)$$

Berdasarkan persamaan (2.6),  $X_{\max}$  adalah *maximum offset*,  $X_{\text{cross}}$  adalah panjang lintasan cross line yang sejajar dengan *shot point*, dan  $X_{\text{in}}$  adalah panjang lintasan in line yang sejajar dengan lintasan *receiver*. Hubungan untuk

jarak *maximum offset* dengan penetrasi kedalaman adalah harus lebih besar dari pada kedalamannya, kecuali untuk lapisan yang datar nilai *maximum offset* sama dengan target kedalaman (Chaouch, 2006).

#### 2.4.2.3 Jumlah Chanel (Receiver)

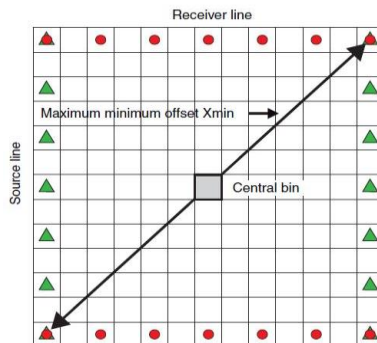
Perumusan jumlah *receiver* untuk seismik 2D dan 3D memiliki perumusan yang sama. Perumusan dipengaruhi oleh jarak antar *receiver* dan *shot point* serta *fold coverage* maksimal yang di inginkan dalam survei. Ketika sudah diketahui panjang bentangan lintasan maka dapat dihitung banyaknya *receiver* yang akan digunakan pada survei yaitu dengan persamaan,

$$\sum Ch = \frac{FarOffset}{\Delta R} \quad (2.7)$$

berdasarkan permaan (2.7)  $\sum Ch$  merupakan jumlah dari total *receiver* dalam satu lintasan seismik, dan  $\Delta R$  merupakan jarak interval antar *receiver* (Cordsen,2000). Setelah jumlah chanel ditentukan, frekuensi *geophone* ditentukan pula berdasarkan jenis *geophone* yang akan digunakan, rentang frekuensi yang dimiliki oleh sebuah *geophone* adalah 10 Hz sampai dengan 90 Hz. Sebelum pengukuran dilakukan lama perekaman gelombang seismik yang diterima oleh *geophone* diatur pada parameter panjang perekaman (*record length*) dan seberapa banyak *sampling rate* (pencuplikan data) dilakukan pada data yang telah di rekam (Magrave, 1997).

#### 2.4.2.4 Maximum Near Offset

Parameter konfigurasi ini untuk menentukan perkiraan panjang *Receiver interval*. Nilai *maximum near offset* adalah jarak maximum terdekat suatu shoit point dengan *receiver* yang memiliki titik pantul di tengah konfigurasi antara *shot line* dan *receiver line*.



Gambar 2.10 Skema *Maximum Near Offset* pada Template Survei Seismik 3D (Chaouch, 2006)

Gambar 2.10 menunjukkan contoh jarak *maximum near offset* pada konfigurasi antara *source line* (segitiga hijau) dan *receiver line* (titik merah) yang ditunjukkan dengan sepanjang anak panah. Titik tengah ini berfungsi sebagai acuan dalam memudahkan menentukan dimana jarak antar *receiver line* untuk mendapatkan CMP titik pantul tepat tengah, dengan persamaan

$$X_{min} = (R_y^2 + S_x^2)^{1/2} \quad (2.8)$$

Berdasarkan persamaan (2.8)  $X_{min}$  adalah *maximum near offset*,  $R_y$  adalah *Receiver* yang terletak pada proyeksi sumbu y, dan  $S_x$  adalah posisi *shot point* yang terletak pada proyeksi sumbu x (Chaouch, 2006).

#### 2.4.2.5 ReceiverLine Interval dan Shot Line Interval

Dalam akuisisi seismik 3D, posisi *receiver* dan *shot point* terletak pada lintasan sendiri, lintasan yang berisikan *receiver* disebut *receiver line* dan lintasan yang berisikan seluruhnya *shot point* adalah *shot line*. Lokasi *receiver line* dan *shot line* harus diperhatikan jaraknya karena akan mempengaruhi *offset* yang diciptakan. Maka dari itu *Receiver line interval* dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut

$$RLI = (X_{min}^2 - SLI^2)^{1/2} \quad (2.9)$$

$$SLI = (X_{min}^2 - RLI^2)^{1/2} \quad (2.10)$$

Berdasarkan persamaan (2.9) dan (2.10)  $RLI$  adalah *receiver line interval* (jarak antar lintasan *receiver*),  $SLI$  adalah *shot line interval*,  $X_{min}$  adalah *maximum near offset*. Skema dari perhitungan diatas berhubungan dengan gambar 2.11 (Chaouch, 2006).

#### 2.4.3 Charge Size

Frekuensi sumber di tentukan berdasarkan perkiraan litologi daerah pengukuran, besar energi yang harus dikeluarkan. Besar frekuensi ini akan mempengaruhi dari besarnya amplitudo yang dihasilkan untuk mendefinisikan sebuah reflektor (Cordsen, 2000).

#### 2.4.4 Fold coverage

merupakan banyaknya raypath atau pantulan yang terkena oleh bidang pantul BIN khususnya pada survei seismik 3D. *fold coverage* ini dapat dirumuskan dengan formula sebagai berikut

$$Fold\ Coverage = \frac{1}{2} \times \frac{RI}{SI} \times Ch \quad (2.11)$$

Berdasarkan persamaan (2.11), RI adalah *Receiver interval*, SI adalah *shot interval*, dan Ch adalah jumlah chanel (jumlah *receiver*). Jumlah *fold coverage* ini akan mempengaruhi rasio antara *signal* dengan *noise*, dalam hal ini akan mempengaruhi dalam pencitraan data seismik dan resolusi lateral. (Vermeer, 2002). Dalam analisa desain akuisisi seismik 3D *fold* perhitungan *fold* dapat diperoleh melalui persamaan sebagai berikut

$$Fold = Ch \times S \times R \times B^2 \times U \quad (2.12)$$

Berdasarkan persamaan (2.12), Ch merupakan jumlah *chanel*, S adalah jumlah *shot point*, R adalah Jumlah *receiver*, B adalah *Bin dimention*, dan U adalah konstanta dengan nilai 10–6 for m/km<sup>2</sup>; 0.03587 \_ 10–6 for ft/mi<sup>2</sup> .

Hubungan antara nilai *fold* survei seismik 2D dengan 3D adalah setengahnya. Dimana *fold* seismik 3D merupakan setengah dari *fold* 2D. Namun secara general *fold* pada survei seismik 3D dibedakan menjadi *cross line fold* dan *inline fold*. *Cross line fold* merupakan *fold* yang diperoleh dari bagian lintasan *shot point* dari survei seismik 3D, nilai dari *cross line fold* ini dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut

$$Cross\ line\ Fold = \frac{S \times SI}{2 \times RI} \quad (2.13)$$

$$Cross\ line\ Fold = \frac{Cross\ line\ Patch\ dimention}{2 \times RI} \quad (2.14)$$

Berdasarkan persamaan (2.13) dan (2.14), S adalah jumlah *shot point* didalam lintasan *cross line*, SI adalah jarak antar *shot point*, RI adalah *receiver interval* yaitu jarak antar *receiver* yang terdekat dengan *crossline*. Sedangkan untuk *inline fold* merupakan nilai *fold* yang tersebar sejajar dengan keberadaan *Receiverline*. *Fold* ini sama dengan *fold* pada seismic 2D, karena kesamaan geometrinya yang terletak pada garis *receiver*. Dimana pada akuisisi seismik 2D *fold* terbanyak adalah sejajar pada garis peletakkan *receiver*. Dalam perhitungannya *in line fold* ini dapat di hitung yang sama dengan seismik 2D dengan

$$Cross\ line\ Fold = \frac{R \times RI}{2 \times SI} \quad (2.15)$$

$$In\ line\ Fold = \frac{In\ line\ Patch\ dimention}{2 \times RI} \quad (2.16)$$

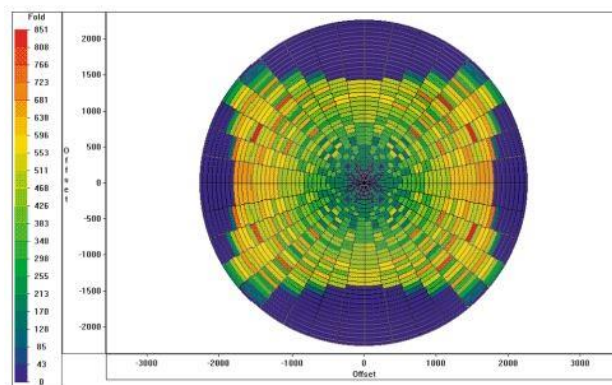
Berdasarkan persamaan (2.12) dan (2.13), R adalah jumlah *receiver* didalam lintasan *in line*, SI adalah jarak antar *shot point*, RI adalah *receiver interval* yaitu jarak antar *receiver* yang terdekat dengan crossline. Nilai *fold* total yang diperoleh pada survei seismik 3D adalah total *fold* dari cross line dan in line yang dapat dituliskan dengan persamaan dibawah ini

$$3D\ Fold = Cross\ Line\ Fold \times In\ Line\ Fold \quad (2.17)$$

Nilai ini sama dengan hasil pada perhitungan *fold* menggunakan persamaan (2.11) dimana persamaan tersebut menghitung nilai *fold coverage* pada survei seismik 3D (Cordsen, 2000).

#### 2.4.5 Azimuth Distribution dan Offset Distribution

Parameter ini hanya ada pada survei akuisisi seismik 3D. *Azimuth distribution* digunakan untuk mengetahui persebaran sudut antara penembakan dan perekaman. Sehingga ketika di ketahui sudut tersebut dapat dikelompokkan arah datang penembakan dan perekaman. Untuk analisa azimuth distribution menggunakan *rose diagram* seperti gambar 2.11. *Rose diagram* dapat menunjukkan arah dari *trace* dominan pada akuisisi seismik 3D. *Trace* dominan ini juga dapat disebut sebagai daerah *full fold*.



Gambar 2.11 Rose Diagram (Cordsen, 2000)

Sedangkan untuk *offset distribution* digunakan untuk mengetahui perserbaran jarak antara sumber dan penerima yang bertujuan untuk analisa seberapa jauh suatu bin mendapatkan data *trace* dari konfigurasi sumber dan penerima (Chaouch, 2006)

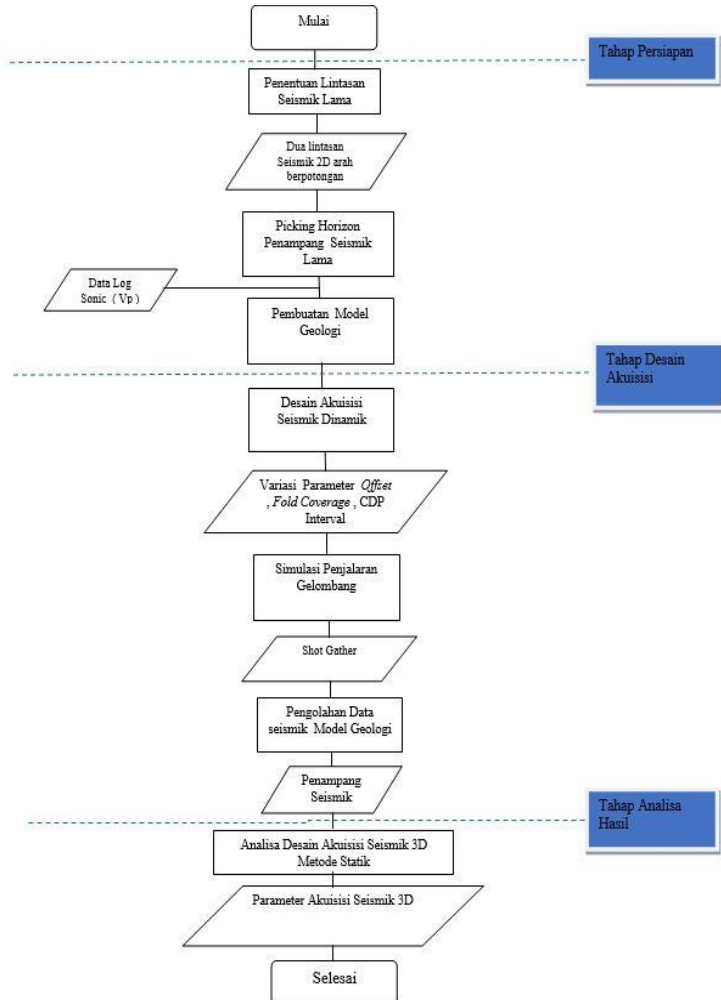
***HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***



## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 Skema Kerja

Pengerjaan tugas akhir ini mengikuti alur pengerjaan yang dijelaskan pada skema kerja berikut :



Gambar 3.1 Skema Kerja Tugas Akhir

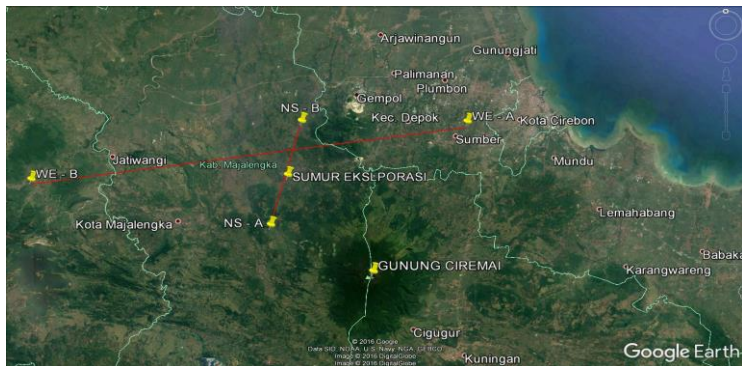
## 3.2 Langkah Kerja

Cara kerja dalam penelitian kali ini dapat dijelaskan berdasarkan tahapan yang telah dibagi dalam tiga bagian oleh penulis. Penjelasan setiap tahapannya adalah sebagai berikut,

### 3.2.1 Tahap Persiapan

#### 1. Pengumpulan dan persiapan data

Data yang digunakan pada penelitian kali ini diperoleh dari PT. Pertamina khususnya di bidang Pertamina *Upstream Technology Centre* berupa dua buah data seismik 2D yang berpotongan dan telah dilakukan pengukuran di daerah Kabupaten Majalengka, Jawa Barat yang ditunjukkan dengan gambar 3.2. Data seismik yang digunakan untuk mengetahui bentuk struktur bawah permukaan yang digambarkan oleh penampang seismik dari survei yang pernah dilakukan.



Gambar 3.2 Lokasi Lintasan Seismik Terdahulu

Selain data seismik, data sumur dan laporan akhir sumur juga digunakan guna mendapatkan data kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) di daerah penelitian. Data sumur ini terletak di lintasan seismik terdahulu di daerah penelitian. Sehingga dapat diasumsikan bahwa kecepatan lapisan yang terlihat pada penampang seismik diperoleh dari data *sonic log*.

#### 2. *Picking Horizon* Penampang Seismik Terdahulu dan Perhitungan kecepatan lapisan

Data seismik dan data sumur kemudian di olah untuk keperluan pembuatan model geologi. Untuk data seismik dilakukan *picking horizon* perlapisan dan struktur yang terlihat pada data seismik. Data seismik yang digunakan masih dalam domain time yang memiliki arah barat timur dan utara selatan (saling berpotongan). *Picking horizon* dilakukan secara sederhana tanpa adanya pengikatan sumur karena keterbatasan data sumur. Acuan yang

digunakan dalam *picking* lapisan yaitu pada kenampakan reflektor yang ditunjukkan dengan amplitudo yang memiliki warna tegas.

Data sumur yang di peroleh digunakan sebagai acuan kedalaman dalam pembuatan model geologi sintetik. Selain kedalaman,kecepatan perlapisan juga di peroleh dari data *sonic log* yang masih berupa *slowness*. Dengan demikian hasil *picking horizon* formasi yang terdapat pada daerah penelitian dan kecepatan perlapisan akan di integrasikan untuk pembuatan model geologi sintetik daerah penelitian.

### **3.Pembuatan Model Geologi Sintetik jenis *Blocky***

Model geologi sintetik dibangun menggunakan gabungan antara data *picking horizon* pada data seismik dan data *sonic log*. Model yang dibuat adalah jenis *blocky* model. Model ini dibangun berdasarkan nilai kecepatan kompresional ( $V_p$ ) serta densitas lapisan. Sedangkan untuk geometri lateral model dibangun berdasarkan data *picking horizon*.

Model geologi ini dibuat dua jenis karena diasumsikan penulis akan melakukan desain akuisisi 3D, sehingga model geologi yang dibuat menyesuaikan lintasan seismik yang memiliki arah utara selatan dan barat timur dan dianggap sebagai cross line dan in line.

#### **3.2.2 Tahap Desain Akuisisi**

##### **1.Variasi Desain Akuisisi Metode Dinamik (Model Geologi Sintetik)**

Metode Dinamik dilakukan dengan menggunakan simulasi penjaran gelombang pada model geologi. Metode dinamik dilakukan pendekatan pada dua model geologi. Dua model geologi dibentuk dari dua lintasan seismik yang saling berpotongan.

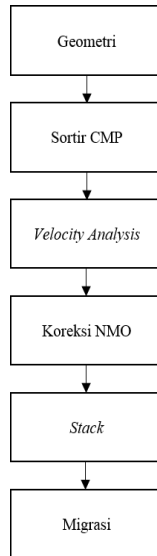
Kedaaan dua lintasan seismik 2D ini di anggap sebagai lintasan seismik 3D berupa *cross line* dan *in line*. Desain akuisisi meliputi jarak antar *Receiver*,jarak antar *shot*, *far offset*, *CDP Interval*, *fold coverage*. Tujuan dilakukan metode ini untuk melihat efek dari desain yang telah di terapkan terhadap hasil penampang seismik.

##### **2.Simulasi Akuisisi Seismik 2D**

Simulasi akuisisi menggunakan gelombang akustik isotropik yang hanya menjalarakan gelombang P dalam proses perambatan gelombang ke model geologi. Frekuensi yang digunakan untuk semua model dibuat sama untuk seluruh model baik Barat - Timur maupun Utara - Selatan. Simulasi akuisisi seismik 2D ini dilakukan agar dapat menyerupai kondisi survei seismik di lapangan dengan konfigurasi *symmetrical split spread*.

### 3. Pengolahan data *Shot Gather* Model Geologi Sintetik dari Hasil Simulasi

Pengolahan data dilakukan secara sederhana. Tujuan untuk melakukan pengolahan untuk mendapatkan hasil penampang seismik dari *shot gather* hasil simulasi akuisisi seismik 2D pada model geologi. Alur yang digunakan tanpa menggunakan *pre processing* dan langsung dilakukan tahapan *velocity analysis*, *NMO Correction (Normal Move Out)*, *Stack* dan Migrasi. Berikut merupakan alur yang digunakan dalam pengolahan data sederhana untuk melihat hasil penampang seismik dari variasi desain survei.



Gambar 3.3 Skema Pengolahan Data Seismik Sederhana

Berdasarkan Gambar 4.11 data hasil *shot gather* diolah untuk dilihat hasil desain akuisisi seismik 2D. Pengolahan data seismik 2D ini menggunakan perangkat lunak VISTA. Dengan flow pengerjaan setiap langkahnya sebagai berikut :

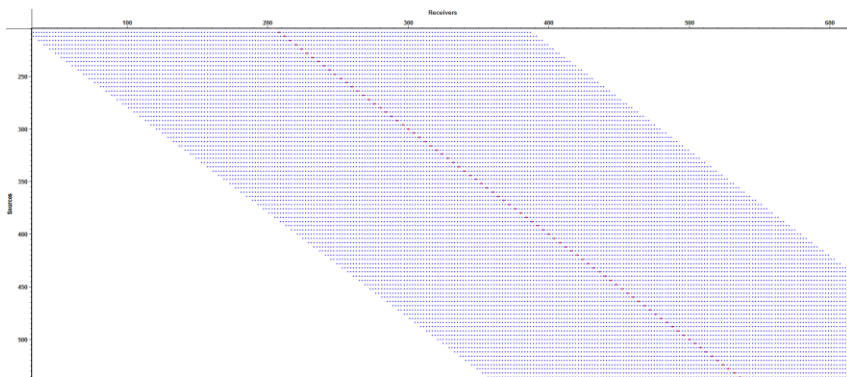
#### A. Geometri

Geometri diatur sedemikian rupa untuk memposisikan *Shot point* dan *Receiver* dalam mensortir kedalam format CMP sebelum dilakukan pengolahan data. Dalam mengatur geometri yang digunakan dalam meletakkan posisi sebuah *Shot point* dan *Receiver* adalah perhitungan station. Perhitungan *station* adalah penomoran untuk Pengaturan geometri dari akuisi yang telah didesain untuk masing masing variasi desain adalah sebagai berikut

RECORD #	FIELD #	SHOT #	FIRST CHAIN	LAST CHAIN	BEFORE GAP FROM	BEFORE GAP TO	AFTER GAP FROM	AFTER GAP TO	SHOT BULK	SHOT DEPTH	SHOT UPHOLE	SHOT ELEV	SHOT X.COORD	SHOT Y.COORD
DEF. INCR	1	1.00	1	1	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11000	1	180.00	1	359	1.00	179.00	181.00	359.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	1796.000	0.000
21000	2	184.00	5	363	5.00	183.00	185.00	363.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	1836.000	0.000
31000	3	188.00	9	367	9.00	187.00	189.00	367.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	1876.000	0.000
41000	4	192.00	13	371	13.00	191.00	193.00	371.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	1916.000	0.000
51000	5	196.00	17	375	17.00	195.00	197.00	375.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	1956.000	0.000
61000	6	200.00	21	379	21.00	199.00	201.00	379.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	1996.000	0.000
71000	7	204.00	25	383	25.00	203.00	205.00	383.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2036.000	0.000
81000	8	208.00	29	387	29.00	207.00	209.00	387.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2076.000	0.000
91000	9	212.00	33	391	33.00	211.00	213.00	391.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2116.000	0.000
101000	10	216.00	37	395	37.00	215.00	217.00	395.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2156.000	0.000
111000	11	220.00	41	399	41.00	219.00	221.00	399.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2196.000	0.000
121000	12	224.00	45	403	45.00	223.00	225.00	403.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2236.000	0.000
131000	13	228.00	49	407	49.00	227.00	229.00	407.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2276.000	0.000
141000	14	232.00	53	411	53.00	231.00	233.00	411.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2316.000	0.000
151000	15	236.00	57	415	57.00	235.00	237.00	415.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2356.000	0.000
161000	16	240.00	61	419	61.00	239.00	241.00	419.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2396.000	0.000
171000	17	244.00	65	423	65.00	243.00	245.00	423.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2436.000	0.000
181000	18	248.00	69	427	69.00	247.00	249.00	427.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2476.000	0.000
191000	19	252.00	73	431	73.00	251.00	253.00	431.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2516.000	0.000
201000	20	256.00	77	435	77.00	255.00	257.00	435.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2556.000	0.000
211000	21	260.00	81	439	81.00	259.00	261.00	439.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2596.000	0.000
221000	22	264.00	85	443	85.00	263.00	265.00	443.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2636.000	0.000
231000	23	268.00	89	447	89.00	267.00	269.00	447.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2676.000	0.000
241000	24	272.00	93	451	93.00	271.00	273.00	451.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2716.000	0.000
251000	25	276.00	97	455	97.00	275.00	277.00	455.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2756.000	0.000
261000	26	280.00	101	459	101.00	279.00	281.00	459.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2796.000	0.000
271000	27	284.00	105	463	105.00	283.00	285.00	463.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2836.000	0.000
281000	28	288.00	109	467	109.00	287.00	289.00	467.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2876.000	0.000
291000	29	292.00	113	471	113.00	291.00	293.00	471.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2916.000	0.000
301000	30	296.00	117	475	117.00	295.00	297.00	475.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2956.000	0.000
311000	31	300.00	121	479	121.00	299.00	301.00	479.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2996.000	0.000
321000	32	304.00	125	483	125.00	303.00	305.00	483.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3036.000	0.000
331000	33	308.00	129	487	129.00	307.00	309.00	487.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3076.000	0.000
341000	34	312.00	133	491	133.00	311.00	313.00	491.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3116.000	0.000
351000	35	316.00	137	495	137.00	315.00	317.00	495.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3156.000	0.000
361000	36	320.00	141	499	141.00	319.00	321.00	499.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3196.000	0.000
371000	37	324.00	145	503	145.00	323.00	325.00	503.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3236.000	0.000
381000	38	328.00	149	507	149.00	327.00	329.00	507.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3276.000	0.000

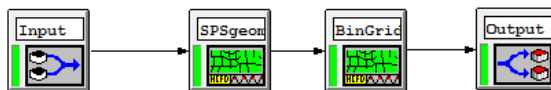
Gambar 3.4 Geometri Untuk Variasi Desain Pertama ( CDP 10)

RECORD #	FIELD #	SHOT #	FIRST CHAIN	LAST CHAIN	BEFORE GAP FROM	BEFORE GAP TO	AFTER GAP FROM	AFTER GAP TO	SHOT BULK	SHOT DEPTH	SHOT UPHOLE	SHOT ELEV	SHOT X-COORD	SHOT Y-COORD	SHOT C-COORD
DEF INCR	1	1.00	1	1	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
*****															
11000	1	180.00	1	359	1.00	179.00	181.00	359.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2980.000	0.000	
21000	2	184.00	5	363	5.00	183.00	185.00	363.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2748.000	0.000	
31000	3	188.00	9	367	9.00	187.00	189.00	367.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2780.000	0.000	
41000	4	192.00	13	371	13.00	191.00	193.00	371.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2865.000	0.000	
51000	5	196.00	17	375	17.00	195.00	197.00	375.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2920.000	0.000	
61000	6	200.00	21	379	21.00	199.00	201.00	379.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	2985.000	0.000	
71000	7	204.00	25	383	25.00	203.00	205.00	383.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3040.000	0.000	
81000	8	208.00	29	387	29.00	207.00	209.00	387.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3105.000	0.000	
91000	9	212.00	33	391	33.00	211.00	213.00	391.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3165.000	0.000	
101000	10	216.00	37	395	37.00	215.00	217.00	395.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3225.000	0.000	
111000	11	220.00	41	399	41.00	219.00	221.00	399.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3285.000	0.000	
121000	12	224.00	45	403	45.00	223.00	225.00	403.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3340.000	0.000	
131000	13	228.00	49	407	49.00	227.00	229.00	407.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3405.000	0.000	
141000	14	232.00	53	411	53.00	231.00	233.00	411.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3465.000	0.000	
151000	15	236.00	57	415	57.00	235.00	237.00	415.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3525.000	0.000	
161000	16	240.00	61	419	61.00	239.00	241.00	419.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3585.000	0.000	
171000	17	244.00	65	423	65.00	243.00	245.00	423.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3645.000	0.000	
181000	18	248.00	69	427	69.00	247.00	249.00	427.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3705.000	0.000	
191000	19	252.00	73	431	73.00	251.00	253.00	431.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3765.000	0.000	
201000	20	256.00	77	435	77.00	255.00	257.00	435.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3825.000	0.000	
211000	21	260.00	81	439	81.00	259.00	261.00	439.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3885.000	0.000	
221000	22	264.00	85	443	85.00	263.00	265.00	443.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	3945.000	0.000	
231000	23	268.00	89	447	89.00	267.00	269.00	447.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	4005.000	0.000	
241000	24	272.00	93	451	93.00	271.00	273.00	451.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	4065.000	0.000	
251000	25	276.00	97	455	97.00	275.00	277.00	455.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	4125.000	0.000	
261000	26	280.00	101	459	101.00	279.00	281.00	459.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	4185.000	0.000	
271000	27	284.00	105	463	105.00	283.00	285.00	463.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	4245.000	0.000	
281000	28	288.00	109	467	109.00	287.00	289.00	467.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	4305.000	0.000	
291000	29	292.00	113	471	113.00	291.00	293.00	471.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	4365.000	0.000	
301000	30	296.00	117	475	117.00	295.00	297.00	475.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	4425.000	0.000	
311000	31	300.00	121	479	121.00	299.00	301.00	479.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	4485.000	0.000	
321000	32	304.00	125	483	125.00	303.00	305.00	483.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	4545.000	0.000	
331000	33	308.00	129	487	129.00	307.00	309.00	487.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	4605.000	0.000	
341000	34	312.00	133	491	133.00	311.00	313.00	491.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	4665.000	0.000	
351000	35	316.00	137	495	137.00	315.00	317.00	495.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	4725.000	0.000	
361000	36	320.00	141	499	141.00	319.00	321.00	499.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	4785.000	0.000	
371000	37	324.00	145	503	145.00	323.00	325.00	503.00	0.000	0.000	0.000	-26.000	4845.000	0.000	



Gambar 3.6 Stacking Chart Move Survey Konfigurasi Symetrical Split Spread

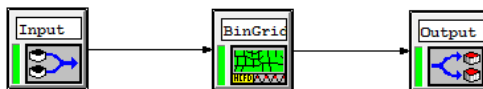
Gambar 3.6 menunjukkan hasil *stacking chart* dari sebuah geometri akuisisi seismik 2D dengan konfigurasi *Symetrical Split Spread* dan menggunakan pergerakan survei. Untuk kedua variasi CDP hasilnya sama namun berbeda pada increment jarak antar *Shot point* dan *Receiver*. Untuk menerapkan geometri pada data dapat digunakan skema pengerjaan pada vista pada skema dibawah ini



Gambar 3.7 Skema Penerapan Geometri Data Seismik

## B. Sortir CMP ( *Common Mid Point* )

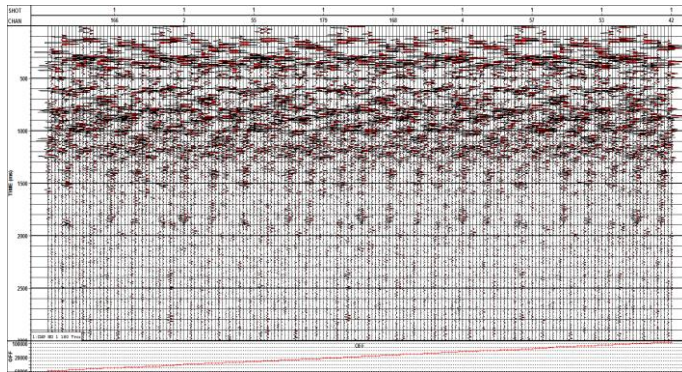
Data seismik perlu di sortir dalam bentuk CMP untuk dapat di lakukan pengolahan data seperti *pre processing* dan *velocity analysis*. Dimana sortir CMP ini akan merepresentasikan kumpulan titik pantul yang menjelaskan kondisi bawah permukaan. Sortir diawali dengan menggunakan skema kerja pada perangkat lunak VISTA.



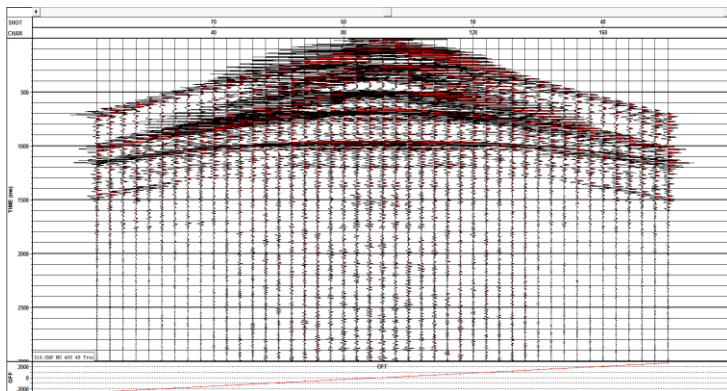
Gambar 3.8 Skema Sortir CMP pada Data Seismik

Sortir kedalam CMP ini sudah secara otomatis terjadi ketika geometri yang diatur telah sesuai dengan data seismik 2D. Skema kerja diatas digunakan untuk menerapkan BIN GRID pada data seismik agar *fold* dan titik pantul

terletak pada lokasinya. Data yang belum diatur geometrinya tidak dapat di sortir didalam CMP, hal tersebut dapat ditunjukkan dengan gambar 3.8



Gambar 3.9 Tampilan Data Sebelum Sortir CMP

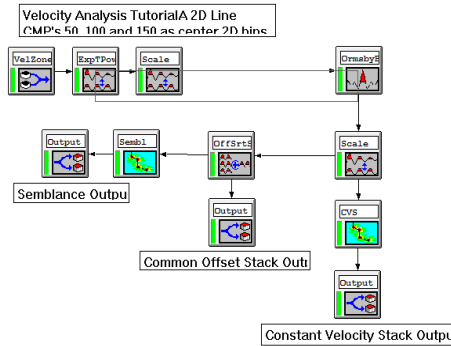


Gambar 3.10 Tampilan Salah Satu Data dalam Sortir CMP

Gambar 4.17 menunjukkan data yang belum bias tersortir didalam CMP karena data tersebut belum diatur geometrinya. Sedangkan gambar 4.18 menunjukkan sortir data dalam CMP tepatnya di CMP yang terletak di tengah area survei karena CMP tersebut mengandung *Trace* sebanyak 45 yang merepresentasikan *fold* maksimal pada data seismik tersebut sebesar 45 *Fold*.

### C. Velocity Analysis

Data di analisa kecepatan untuk mengetahui nilai kecepatan perlapisan untuk mengetahui bagaimana struktur yang terbentuk dan bidang pantul (reflector) . Untuk menghasilkan penampang seismik model vulkanik seperti model dapat menggunakan skema kerja berikut ini :

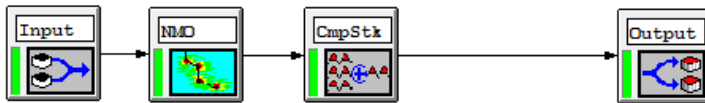


Gambar 3.11 Skema Analisa Kecepatan (Velocity Analysis)

Proses analisa kecepatan menggunakan keseluruhan CMP dengan increment picking 20.

#### D.Koreksi NMO dan Stack

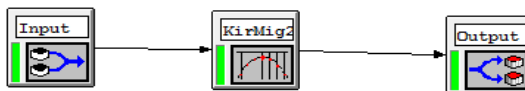
Untuk mengoreksi data karena efek delay time akibat fungsi *offset*, koreksi menggunakan file velocity setiap variasi desain yang dianalisa yaitu analisa CDP, *Offset*, dan *Fold*. Data yang sudah dikoreksi NMO langsung di lakukan penjumlahan *Trace*.



Gambar 3.12 Skema Stack Data dan Koreksi NMO

#### E.Migrasi

Jenis migrasi yang digunakan untuk tugas akhir ini adalah kirchoff migrasi. Dengan penggunaan file kecepatan sebanyak 95 %. Untuk mengurangi efek difraksi pada hasil stack model geologi vulkanik yang disebabkan dengan adanya efek struktur vulkanik dapat menggunakan gambar 3.13



Gambar 3.13 Skema Migrasi Kirchof Stack Data Seismik



#### **4.Rekomendasi Desain Metode Statik Akuisisi Seismik 3D**

Berdasarkan hasil *stack* dari penampang seismik, dapat diambil salah satu desain akuisisi yang dianggap paling menunjukkan hasil penampang perlapisan untuk kemudian dibuat parameter desain akuisisi seismik 3D menggunakan metode statik.

##### **3.2.3 Tahap Analisa**

#### **1.Analisa Hasil dari Pengolahan Data Seismik 2D dari Model Geologi Sintetik Daerah Penelitian**

Analisa data dilakukan pada kenampakan reflektor perlapisan yang diperoleh dari metode desain akuisisi dinamik.Hal ini dilakukan secara kualitatif pada penampang dan secara kuantitatif pada parameter akuisisi seismik 2D untuk dijadikan parameter akuisisi seismik 3D.

#### **2.Analisa Hasil Desain Akuisisi Seismik 3D Berdasarkan Penampang Seismik 2D**

Analisa data untuk hasil desain parameter akuisisi seismik 3D dilakukan secara statik, dimana statik ini hanya menganalisa geometri pengukuran saja tidak menganalisa hasil penjalaran gelombang dari desain yang dibuat.Hasil yang diharapkan adalah parameter akuisisi seismik 3D untuk survei lanjutan di daerah vulkanik Kabupaten Majalengka Jawa Barat.

***HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

## **BAB IV**

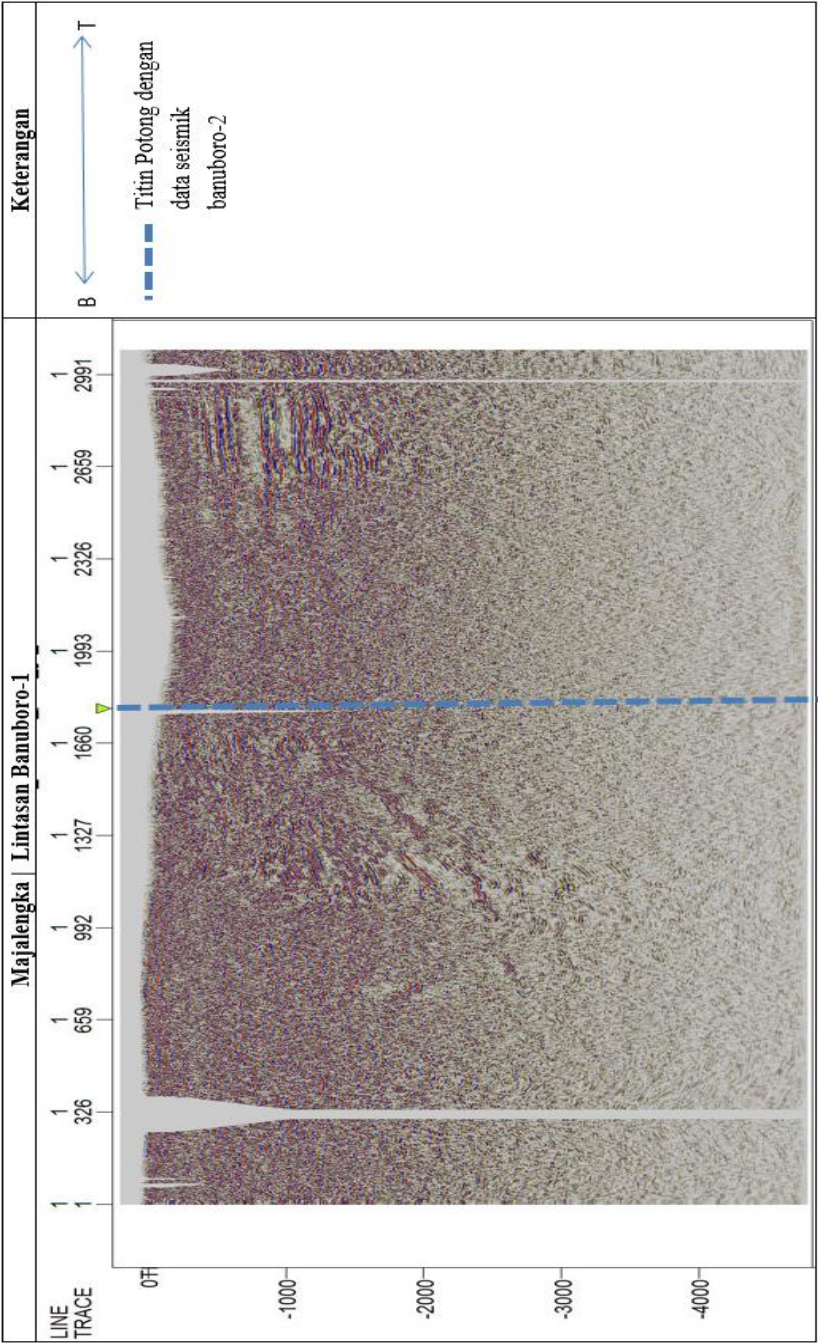
### **HASIL DAN PEMBAHASAN**

#### **4.1 Model Geologi Sintetik**

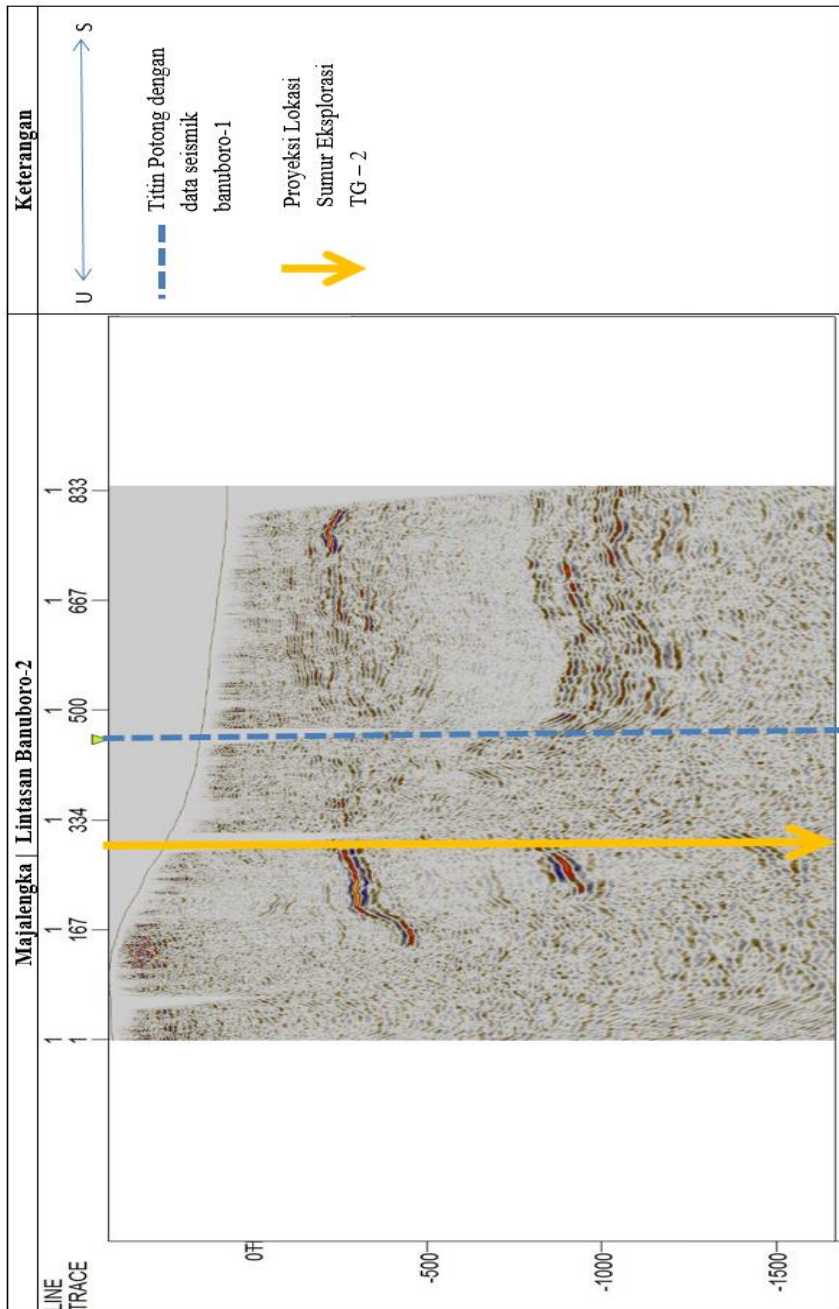
Pada tahap pembuatan model geologi sintetik ada beberapa komponen yang harus diperhatikan yaitu geologi regional daerah penelitian, ketersediaan data pada kegiatan eksplorasi di daerah penelitian seperti data sumur dan data penampang seismik terdahulu, dan data sekunder mengenai laporan pengeboran untuk mendefinisikan letak kedalaman formasi dan jenis batuan apa yang muncul pada sumur eksplorasi.

Model yang digunakan pada tugas akhir ini adalah model *blocky* atau bongkah yang dibuat menggunakan perangkat lunak Tesserall Pro 4.2 . Model bongkah ini, dalam menentukan bentuk dan banyaknya perlapisan, mengikuti hasil penampang data seismik pada lintasan seismik terdahulu yang di jelaskan sub sub bab bab 3.3.1 di daerah penelitian yang dikolaborasikan dengan data sumur, sumur eksplorasi TG-2.

Jumlah penampang seismik yang digunakan sebanyak dua buah yaitu lintasan banuboro-1 dengan orientasi barat Barat Timur dan banuboro-2 dengan orientasi Utara Selatan. Kedua penampang ini digunakan karena saling berpotongan pada akuisisi seismik 2D terdahulu. Kedua lintasan ini diasumsikan sebagai *xline* dan *inline* dalam analisa desain akuisis metode dinamik. Berikut merupakan penampang seismik terdahulu pada daerah penelitian untuk lintasan banuboro-1 dan banuboro-2 yang akan di rekonstruksi menjadi model geologi sintetik.



Gambar 4.1 Penampang Seismik Arah Barat Timur Lintasan Banuboro-1

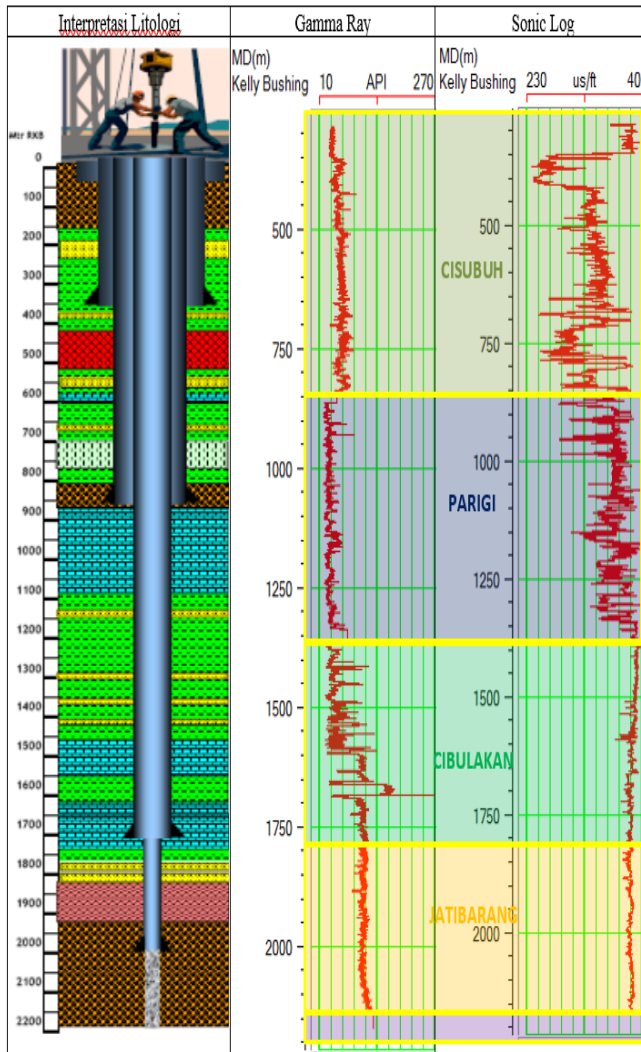


**Gambar 4.2**  
**Penampang Seismik Arah Utara Selatan Lintasan Banuboro-2**

Gambar 4.1 merupakan hasil dari akuisisi seismik yang dilakukan pada tahun 1989 untuk lintasan banuboro-1 dan gambar 4.2 menunjukkan lintasan banuboro-2 yang diakuisisi pada tahun 2009. Dari kedua penampang tersebut dapat ditentukan kenampakan struktur tektonik yang terjadi pada daerah penelitian dan jumlah reflektor yang disamakan dengan formasi yang terlihat pada hasil pengeboran. Penampang seismik kemudian di *picking horizon* untuk mengetahui jumlah reflektor dan prediksi geometri lateral bawah permukaan lintasan seismik, dimana reflektor tersebut merepresentasikan sebuah formasi. Selain reflektor, struktur tektonik juga dilakukan *picking fault* agar model yang dibuat menyerupai kondisi asli daerah penelitian baik konten formasi maupun aktivitas tektonik yang terjadi. Sebelum melakukan *picking horizon*, aktivitas tektonik harus diperhatikan karena aktivitas tektonik mempengaruhi bentukan struktur dan bentuk kemiringan lapisan. Dalam tahap *picking horizon*, geologi regional sangat berperan untuk mendukung bagaimana suatu penampang seismik dapat diinterpretasi secara geometri (kualitatif).

Berdasarkan tinjauan pustaka pada daerah penelitian yaitu di Cekungan Jawa Barat bagian Utara, terdapat tiga aktivitas lempeng tektonik yang terjadi dalam pembentukan cekungan. Aktivitas ini menghasilkan struktur tetonik dan pengisian cekungan. Aktivitas tektonik yang pertama terjadi pada paleogen (Eocene – Oligocene) menghasilkan produk berupa patahan turun dengan arah Utara - Selatan akibat dari adanya sesar geser, aktivitas tektonik yang kedua terjadi pada Oligocene sampai dengan Meocene memiliki jenis tektonik kompresional dari arah utara selatan yang menghasilkan terjadi *strike slip fault* dan menghasilkan patahan naik dengan arah Barat Timur. Pada aktivitas tektonik yang ketiga pada zaman Plio-Pleistosen menghasilkan patahan naik yang orientasinya sama dengan tektonik yang kedua. Tektonik yang ketiga ini merupakan hasil terakhir dari aktivitas tektonik yang terjadi pada Cekungan Jawa Barat Bagian Utara dan dijadikan dalam *picking fault* dan *picking horizon* (Budiyani, 1991).

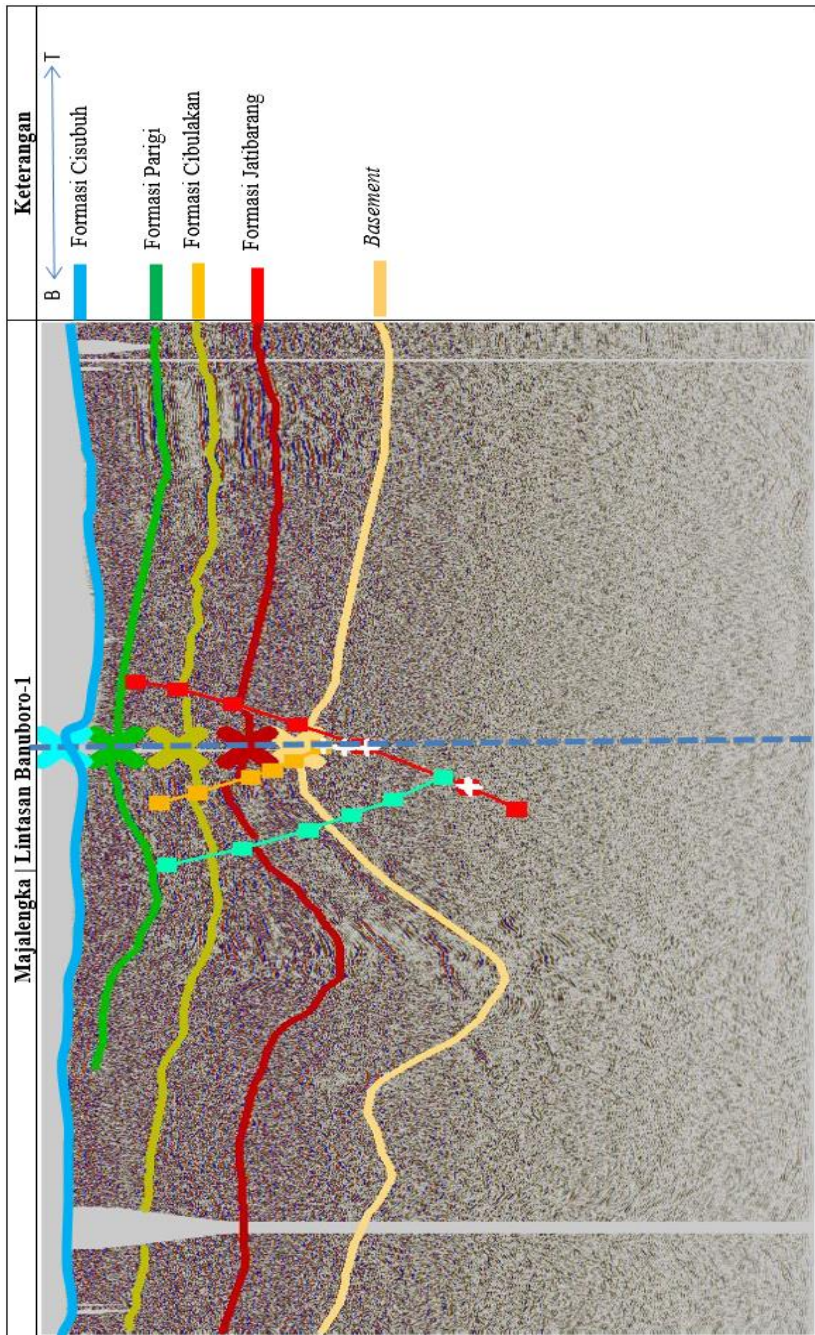
Tahap *picking horizon* dilakukan berdasarkan tinjauan geologi dan hasil banyaknya formasi pada data sumur. Dari sumur eksplorasi yang terdapat pada daerah penelitian diperoleh empat formasi yakni Formasi Jatibarang, Formasi Cibulakan, Formasi Parigi, dan Formasi Cisubuh.



Gambar 4.3 Informasi Data Sumur Eksplorasi TG-2

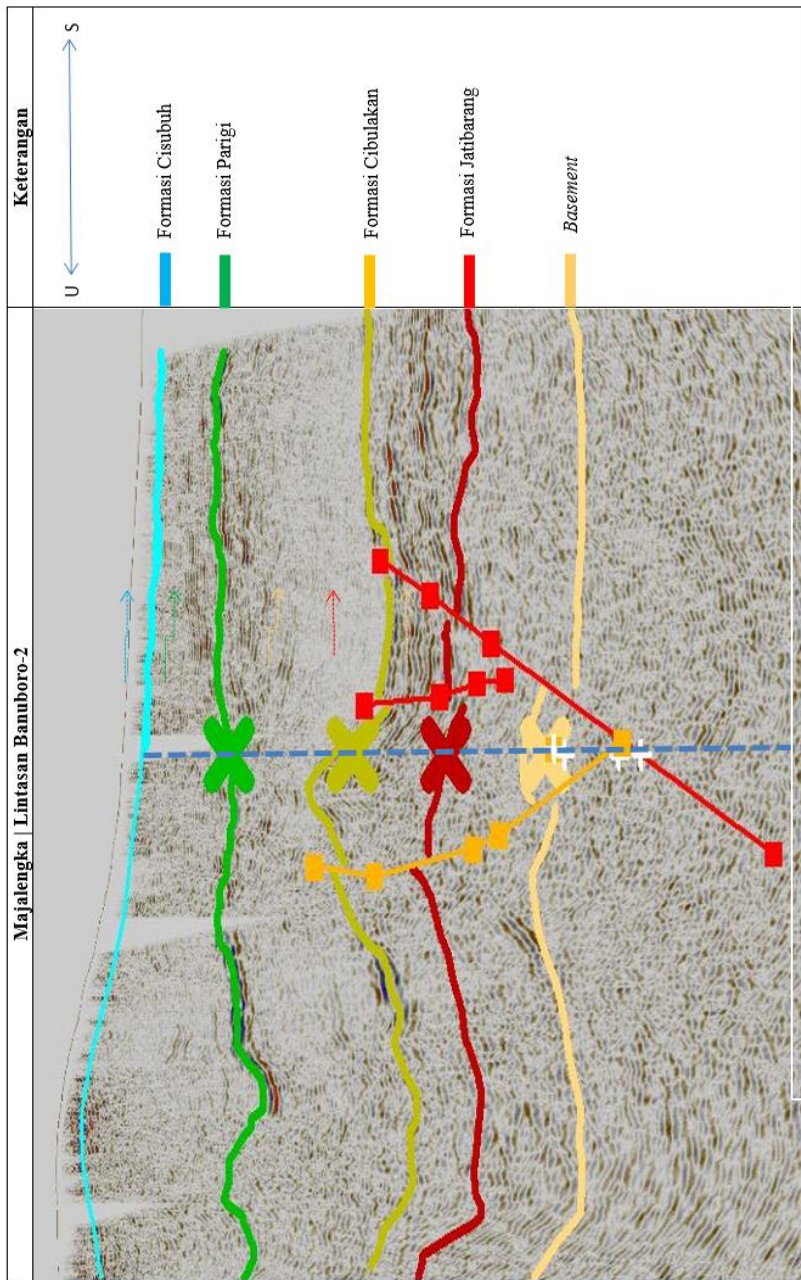
Gambar 4.3 menunjukkan penampang litologi yang dihasilkan dari pengeboran sumur TG-2 dimana hasil litologi diperoleh dari *cuting* pengeboran. Berdasarkan hasil tersebut diperoleh jumlah formasi yang terdapat pada daerah penelitian. Jumlah formasi kemudian di sesuaikan dengan kenampakan reflektor yang ada pada penampang seismik dan kenampakan patahan yang telah di interpretasi melalui picking horizon. Hasil *picking horizon* dan *picking patahan* dapat ditunjukkan pada gambar 4.4





Gambar 4.4 Hasil Picking Horizon dan Picking Fault Lintasan Banuboro-1





Gambar 4.5 Hasil *Picking Horizon* dan *Picking Fault* Lintasan Banuboro-2

Gambar 4.4 merupakan hasil picking horizon dari hasil penampang seismik di lintasan Banuboro-1 dengan arah lintasan Barat Timur. Terbentuk struktur yang di interpretasikan sebagai *flower structure* disebabkan karena adanya tektonik *strike slip* pada daerah penelitian. Gambar 4.5 merupakan hasil picking horizon dan picking fault dari penampang seismik lintasan Banuboro-2 dengan orientasi arah Utara Selatan. Hasil *picking horizon* menunjukkan kesamaan struktur dan jumlah formasi karena lintasan Banuboro-2 ini memotong tepat tengah pada lintasan Banuboro-1, sehingga terdapat kesamaan struktur pada penampang lintasan Banuboro-2.

Untuk data sumur yang digunakan adalah data sonic log. Data ini akan memberikan nilai kecepatan lapisan (formasi). Data *sonic* yang digunakan adalah nilai rata rata kecepatan setiap formasi. Ketersediaan data Log sonic sama dengan *top depth* pengeboran eksplorasi yaitu hingga mencapai kedalaman 2177 meter. Sehingga data kecepatan ini digunakan untuk memberikan properti kecepatan lapisan pada model. Nilai kecepatan yang digunakan dalam model disajikan pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1

Tabel Informasi Kecepatan Interval Lapisan Model Geologi

No	Formasi	Kedalaman (m)	Kecepatan – P (m/s)	Keterangan
1	Cisubuh	0 - 120	3000 – 4400	Breksi Vulkanik
		120 - 160	3000 – 4500	Breksi Vulkanik
		160 - 384	1607.8	Batu Pasir
		428 - 510	1978 - 2900	Batu Vulkanik, dan lapisan lempung berselingan dengan lapisan pasir
		510 - 880	2652.41	Batu Pasir, Lanau, Breksi Vulkanik
2	Parigi	880 - 1404	3863.5	Batu Gamping
3	Cibulakan	1404 – 1763	5539.65	Batu Gamping
			4976.85	Batu Pasir dan Batu Gamping berselingan
4	Jatibarang	1763 - 2170	4961.25	Tuff, Batu Pasir Berseling
			5175	Tuff, Konglomerat Vulkanik berselingan
5	Basement	2170 - 3000	7000	Batu Vulkanik

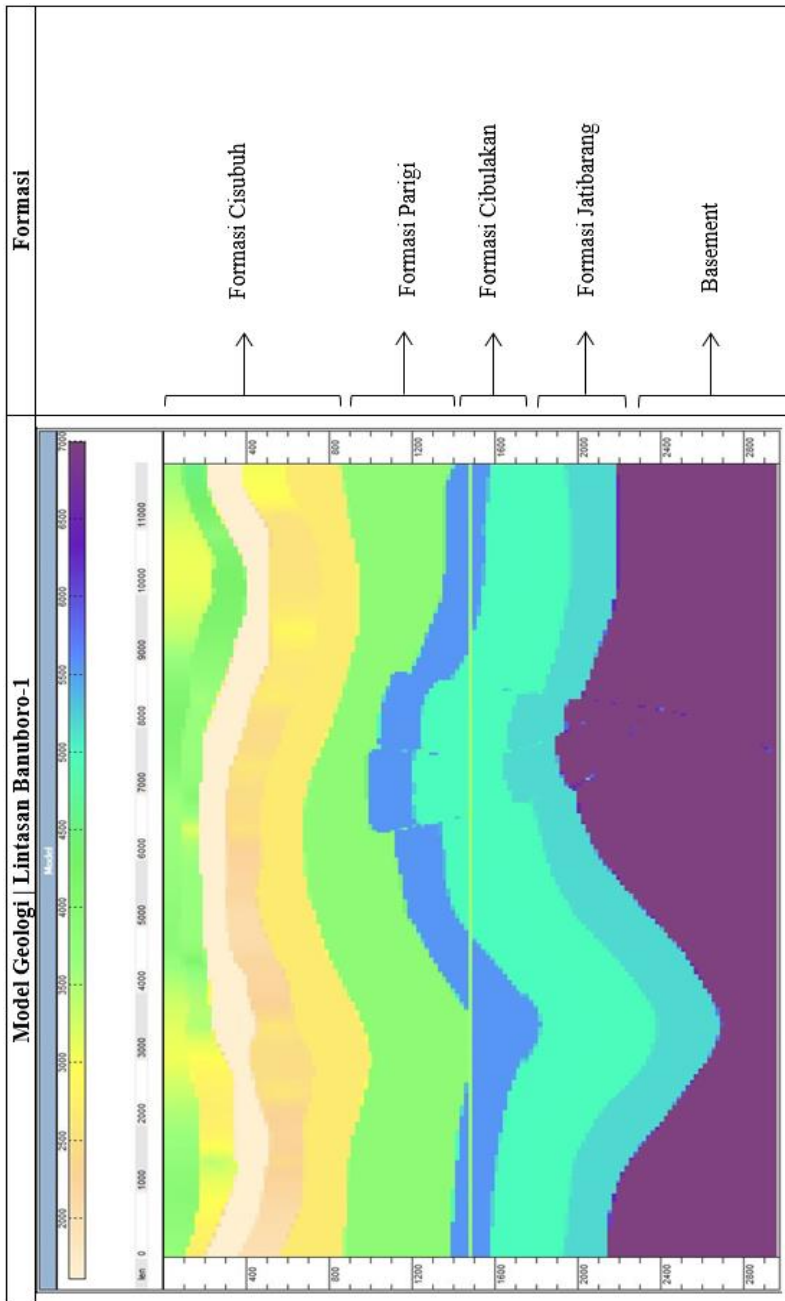
Langkah selanjutnya ialah membentuk model geologi sintetik dari hasil *picking horizon* dan data *sonic log*. Dimensi model geologi di ciptakan

dengan ukuran panjang dua belas kilometer dan kedalaman tiga kilometer. Hal ini dilakukan karena pada survei seismik 2D terdahulu di daerah penelitian panjang lintasan sebesar 10 kilometer dengan total kedalaman hasil pengeboran 2117 meter hingga Formasi Jatibarang.

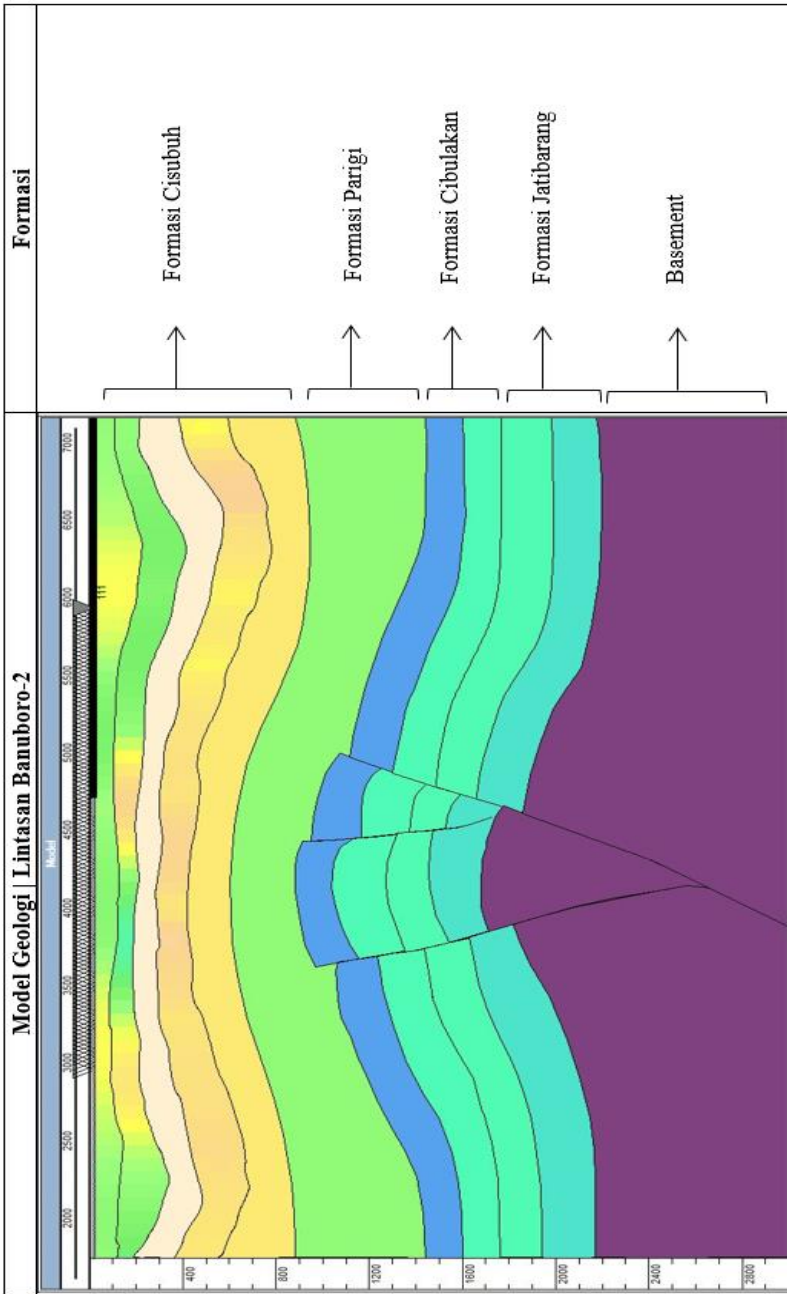
Dalam pembuatan model, referensi kedalaman diambil dari hasil pengeboran yang ditunjukkan pada laporan akhir sumur. Geometri lateral yang di gunakan ialah hasil *picking horizon* yang memperlihatkan struktur patahan dan bentuk dari lapisan yang terekam dalam penampang seismik 2D terdahulu. Kolaborasi antara data seismik dan data sumur akan menghasilkan dua model geologi bawah permukaan dari lintasan survei seismik inline dan xline. Model geologi yang memiliki komponen perlapisan ditunjukkan pada tabel 4.2, informasi ini berlaku untuk setiap model geologi.

Tabel 4.2 Informasi Perlapisan Model Geologi Bawah Permukaan Lintasan Seismik Banuboro-1 dan Banuboro-2

No	Formasi	Banyak Lapisan	Kedalaman (m)
1	Formasi Cisubuh	5 Lapisan	0 – 880
2	Formasi Parigi	1 Lapisan	880 - 1404
3	Formasi Cibulakan	2 Lapisan	1404 - 1763
4	Formasi Jatibarang	2 Lapisan	1763 - 2170
5	Batuan Dasar	1 Lapisan	2170 - 3000



Gambar 4.6 Model Geologi Bawah Permukaan Lintasan Banuboro-1

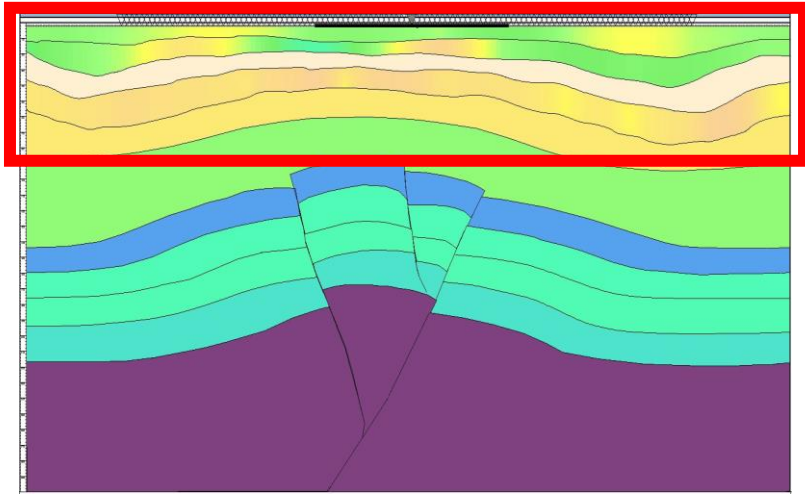


Gambar 4.7 Model Geologi Bawah Permukaan Lintasan Banuboro-2

Model geologi diatas (gambar 4.6 dan gambar 4.7) merupakan model dengan orientasi arah Utara Selatan untuk gambar pertama dan orientasi arah Barat Timur untuk gambar kedua. Jumlah lapisan terdiri dari empat formasi. Di beberapa formasi terdapat lapisan yang lebih dari satu lapisan. Jumlah detail lapisan di peroleh dari deskripsi cutting pengeboran dari laporan akhir sumur.

Struktur yang terlihat adalah sebuah *flower structure* yang diakibatkan dari tektonik *strike slip fault* yang telah dijelaskan pada sub bab geologi regional cekungan Jawa Barat Utara, begitu juga pada lintasan selanjutnya struktur tersebut kembali hadir dengan orientasi arah bidang patahan di lintasan Banuboro-1 adalah Barat Timur. Kemudian untuk model geologi pada lintasan kedua yaitu lintasan Banuboro-2 arah bidang patahan pada *flowr structure* memiliki arah Utara Selatan. Karena berbeda orientasi lintasan, bentukan perlapisan yang terjadi berbeda pula karena hal tersebut dipengaruhi oleh aktivitas tektonik yang terjadi pada daerah penelitian. Model geologi yang dibuat di terapkan beberapa sifat fisik yang menyerupai kondisi lapangan. Salah satu nya adalah heterogenitas nilai kecepatan pada lapisan vulkanik di permukaan. Heterogenitas disebabkan karena proses pembentukan lapisan vulkanik ini tidak beraturan dan terbentuk dari berbagai macam bahan dan mineral seperti lava, breksi vulkanik, dan debu piroklastik. Dalam proses litifikasinya lapisan vulkanik ini menghasilkan berbagai macam densitas karena lapisan ini juga memiliki kandungan mineral yang berbeda beda, sehingga densitas tersebut akan mempengaruhi nilai kecepatan gelombang primer pada lapisan vulkanik permukaan dan membuat nilai kecepatan lapisan vulkanik yang menjadi tutupan sistem sedimen yang diduga memiliki kandungan hidrokarbon dipermukaan secara lateral berbeda (Sato, 2012 ).

Perbedaan nilai tersebut dibuat tidak terlalu jauh dari nilai rata rata kecepatan di formasi cisubuh yaitu dengan rentang nilai 3000 – 4500 m/s untuk lapisan pertama dengan kecepatan rata rata awal 3842 m/s, 1978 - 2900 m/s untuk Lapisan ke empat. Selain nilai kecepatan yang berbeda secara lateral pada lapisan vulkanik dipermukaan, bentuk permukaan lapisan vulkanik dibuat tidak halus seperti struktur lapisan sedimen dibagian bawahnya karena proses pembentukan yang tidak beraturan akibat peristiwa eksplosif dan erupsi.



Gambar 4.8 Bentuk Struktur Permukaan Lingkungan Vulkanik

Dapat terlihat pada gambar 4.8 bahwa bentuk permukaan Formasi Cisubuh nampak terdapat bentuk lapisan yang tak beraturan ditunjukkan dengan kotak berwarna merah sebagai efek lingkungan vulkanik pada daerah penelitian sebagai hasil dari proses pembentukan lapisan vulkanik di permukaan. Penelitian ini menganggap bahwa tidak ada efek topografi pada model geologi sehingga dalam peletakkan konfigurasi akuisisi, diletakkan pada kedalaman atau datum yang sama. Efek topografi tidak dimasukkan sehingga dalam analisa ini tanpa menggunakan koreksi statik dalam pengolahan data seismik.



## 4.2 Analisa Desain Parameter Akuisisi 2D Dinamik

Desain akuisi dinamik merupakan sebuah metode yang mensimulasikan penjaran gelombang saat survei di lapangan yang dilakukan dengan cara mendinamikan sebuah gelombang dari desain akuisisi yang dibuat. Biasa dikenal dengan metode permodelan gelombang seismik. Metode dinamik ini di terapkan menggunakan desain akuisisi seismik 2D untuk dua lintasan yang berpotongan sebagai asumsi sebuah *inline* dan *xline* pada data seismik 3D dengan karakteristik gelombang yang ditunjukkan pada tabel 4.3

Tabel 4.3                      Tabel Parameter Penembakan Metode Dinamik

No	Parameter	Keterangan
1	Jenis Gelombang	Akustik
2	Jenis Charge Size	Vibroseis ( <i>Zero Phase Wavelet</i> )
3	Frekuensi	40 Hz
4	Record Length	3000 ms ( 3 sekon )
5	Sampling Rate	4 ms

Pada tabel 4.3 ditunjukkan parameter yang digunakan pada simulasi gelombang seismik dalam analisa metode dinamik. Gelombang yang digunakan ialah jenis gelombang akustik. Gelombang ini hanya menunjukkan fenomena gelombang badan gelombang primer. Simulasi tidak diikuti oleh adanya atenuasi amplitudo dan frekuensi pada model karena permasalahan difokuskan pada kontras kecepatan di permukaan akibat adanya lapisan vulkanik dan geometri strukur lapisan vulkanik.

*Vibroseis* digunakan dalam permodelan ini karena jenis sumber gelombang ini dianggap stabil dimana sifat penjarannya yang kontinu dan dapat diatur nilai frekuensinya dengan memperhatikan seberapa tebal litologi yang menjadi target dalam survei seismik. Selain itu pada lingkungan vulkanik, sumber gelombang *vibroseis* akan menunjukkan sinyal yang lebih kuat dibanding sinyal dari sumber gelombang yang bersifat eksplosif. Hal ini terjadi karena struktur permukaan litologi vulkanik mempengaruhi penjarang gelombang dengan sifat eksplosif. Selain itu terkait operasional di lapangan, jenis sumber gelombang dengan sifat eksplosif sulit diletakkan dibawah lapisan lapuk karena geometri struktur permukaan lapisan vulkanik yang heterogen dimana keadaan ini akan mempersulit dalam proses pengeboran *shot hole*.

Frekuensi 40 hz digunakan karena dapat mencuplik lapisan yang tipis dibanding dengan frekuensi dibawahnya. Pada dasarnya penentuan frekuensi dapat diketahui dari data log dan data seismik lama. Diperoleh dari hubungan kecepatan lapisan target dengan *tuning thickness*. Pada penelitian kali ini frekuensi ditentukan berdasarkan refrensi data survei perusahaan. Panjang perekaman (*record length*) dibuat sebesar 3000 ms agar dapat merekam

keseluruhan data refleksi dari lapisan batuan di bawah permukaan. Parameter diatas digunakan untuk seluruh model geologi yang dibuat. Daerah target yang dijadikan objek analisa dari efek desain akuisisi yaitu lapisan dibawah lapisan vulkanik dan juga kejelasan reflektor pada formasi jatibarang yang memiliki kedalaman 1763 meter.

Dalam analisa metode dinamik ini bertujuan untuk menganalisa hasil desain akuisisi seismik 2D dari dua lintasan yang berpotongan seperti terminologi lintasan seismik 3D yang memiliki xline dan inline. Variasi parameter desain akuisisi untuk setiap lintasan meliputi common depth point interval (CDP Interval), *fold coverage*, dan *far offset* yang telah diberikan . Parameter akuisisi yang digunakan diperoleh dari perhitungan lapisan target yaitu di Lapisan Jatibarang dengan kecepatan  $V_{rms}$  3368.3 m/s, kemiringan maksimal lapisan 30°, dan frekuensi lapisan 40 Hz. Hasil input parameter tersebut menghasilkan CDP interval sebesar maksimal sebesar 42 m, namun pada pengerjaan tugas akhir kali ini penulis mengambil seperempat dari nilai perhitungan lapisan target untuk lebih mendetailkan struktur dan melihat pengaruhnya jika diperkecil lagi nilainya menjadi 10 meter. Konfigurasi survei yang digunakan adalah *symmetrical split spread*. Konfigurasi ini digunakan karena untuk mengatasi kondisi lapangan dengan sifat fisis anisotropi. Pada umumnya, konfigurasi ini digunakan pada akuisisi darat. Akuisisi dilakukan dengan metode pergerakan konfigurasi (*move survey*). Dari konfigurasi tersebut dapat ditentukan dua variasi yang akan dianalisa pada tugas akhir ini dengan parameter sebagai berikut

Tabel 4.4 Variasi Desain Parameter Akuisisi 2D Dinamik

DESAIN SURVEI		
<b>CDP Interval (m)</b>	10	15
Jumlah Receiver	180	180
Jumlah Shot	211	111
<b>Far Offset (m)</b>	1790	2685
Jarak Receiver	20	30
Jarak Shot	40	60
<b>Fold</b>	45	45

Analisa dilakukan secara kualitatif terhadap penampang seismik yang diolah dengan langkah sederhana (*velocity analysis*, *stacking*, dan migrasi). Hasil Parameter yang memberikan kualitas data ideal (secara lateral dan vertikal meberikan resolusi yang baik akan di terapkan pada desain statik akuisisi seismik 3D pada daerah penelitian melalui simulasi desain statik.

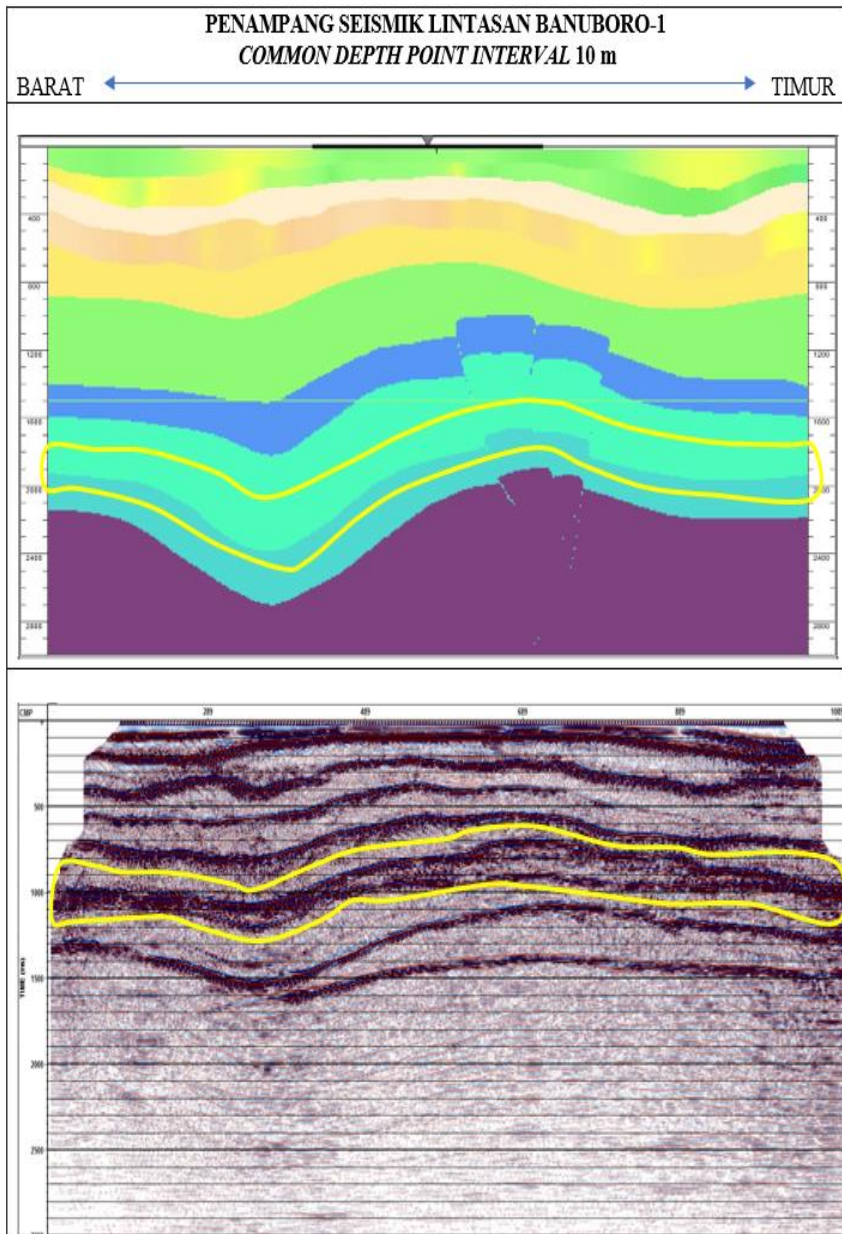
#### 4.2.1 Analisa Common Depth Point Interval

Analisa ini dilakukan untuk melihat efek variasi desain akuisisi seismik 2D pada parameter common depth point terhadap hasil penampang seismik. Variasi yang digunakan seperti yang tertera pada tabel 4.4. Untuk melakukan analisa ini parameter desain seperti *fold* dan *offset* harus dibuat sama nilainya.. Cara untuk menyamakan nilai *fold* dan *offset* melalui penyeleksian *trace* seismik pada tahap pengolahan data. Penyeleksian yang dimaksud disini adalah pemilihan penggunaan *trace* yang akan digunakan dalam pengolahan dari data mentah.

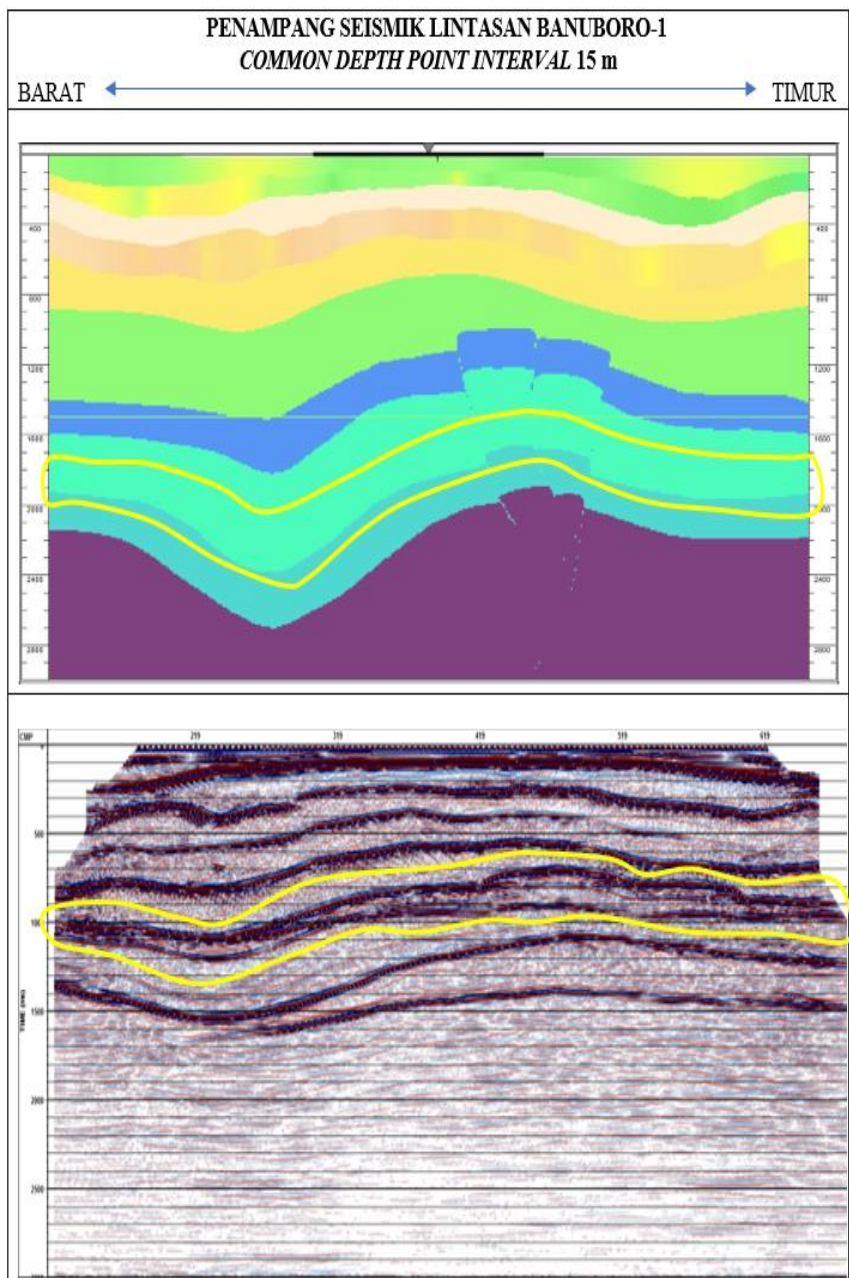
Pada kasus analisa common depth point ini panjang *far offset* dari kedua data memiliki perbedaan yaitu 1790 m untuk CDP interval 10 dan 2685 m untuk CDP interval 15, sehingga untuk CDP interval dengan nilai 15 harus ada penyeleksian *trace* untuk mendapatkan jarak *far offset* yang sama dengan CDP Interval 10 sebesar 1790 m. Pengurangan dilakukan dengan penyeleksian absolute *offset* kurang dari sama dengan 1790 pada data dengan CDP interval 15 karena nilai absolute *offset* sesungguhnya adalah sebesar 2685, sehingga yang digunakan adalah data dengan seleksi kurang dari atau sama dengan 1785 meter. Terjadi perbedaan jarak 5 meter dikarenakan perbedaan kelipatan pada CDP interval 10 meter dan 15 meter. Setelah nilai *far offset* kedua variasi CDP interval sama, saatnya untuk menyamakan nilai *fold* dari kedua variasi. Karena pada CDP interval 15 terjadi pemotongan penggunaan jumlah *trace* yang mempengaruhi *far offset* sehingga nilai *fold* berubah menjadi 30, hal ini menimbulkan perubahan nilai *fold* dengan variasi CDP interval 10 yaitu sebesar 45 *fold*.

Cara untuk menyamakan nilai *fold* yaitu dengan menyeleksi CMP number yang terkandung pada data dengan CDP interval 10 dan menyeleksi nomor *trace* dengan kenaikan setiap 3 pada CMP yang di seleksi. Hasil luaran yang dihasilkan terdapat dua buah hasil *pass* dan *fail*, hasil *pass* adalah hasil yang menunjukkan data yang terseleksi yaitu syarat CMP number dan syarat nomor *trace*. Sedangkan untuk hasil fail adalah sisa data yang tidak terseleksi, dengan hasil masing masing untuk hasil pass adalah *fold* maksimal sebesar 15 dan hasil fail *fold* maksimal 30. Sehingga data yang digunakan dalam analisa adalah hasil fail yaitu sebesar *fold* maksimal 30.

Setelah nilai *fold* dan *offset* sama maka kedua data dimulai untuk masuk proses analisa kecepatan. Diperoleh dua file kecepatan dari kedua data untuk masing masing model geologi sebagai modal dalam stack, NMO, dan migrasi sesuai langkah pengolahan data sederhana yang telah dijelaskan sebelumnya. Diperoleh hasil penampang seismik 2D untuk kedua variasi common depth point sebagai berikut pada masing masing model geologi yaitu lintasan Banuboro-1 dan Banuboro-2.



Gambar 4.9 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan CDP Interval 10 meter



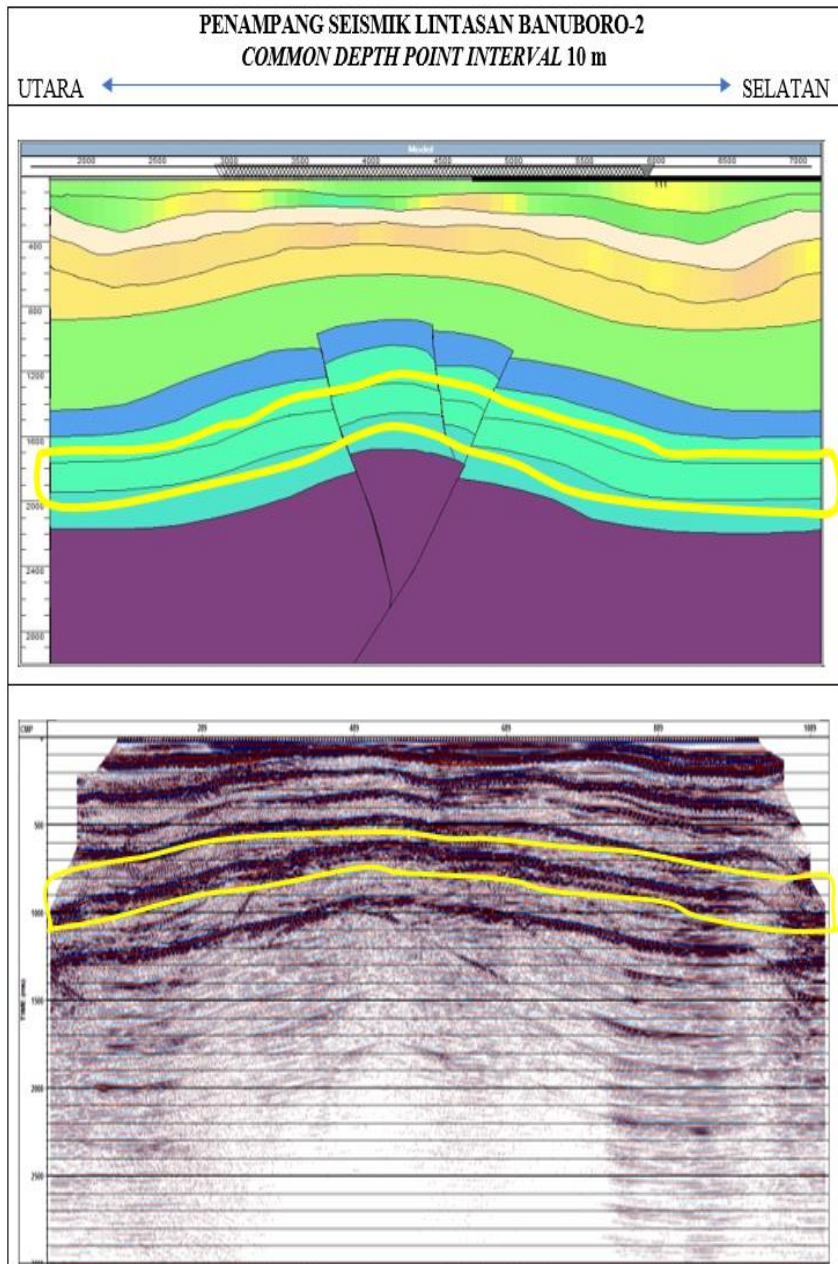
Gambar 4.10 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan CDP Interval 15 meter

Gambar 4.9 dan 4.10 menunjukkan model geologi untuk lintasan seismik yang berorientasi arah Barat-Timur. Target pada penampang seismik terlihat pada reflektor pada domain waktu 1071 ms. Hal ini berlaku juga untuk model geologi lintasan arah Utara Selatan yang ditunjukkan pada gambar 4.11 dan 4.12 untuk zona target Lapisan Jatibarang yaitu pada domain waktu yang sama.

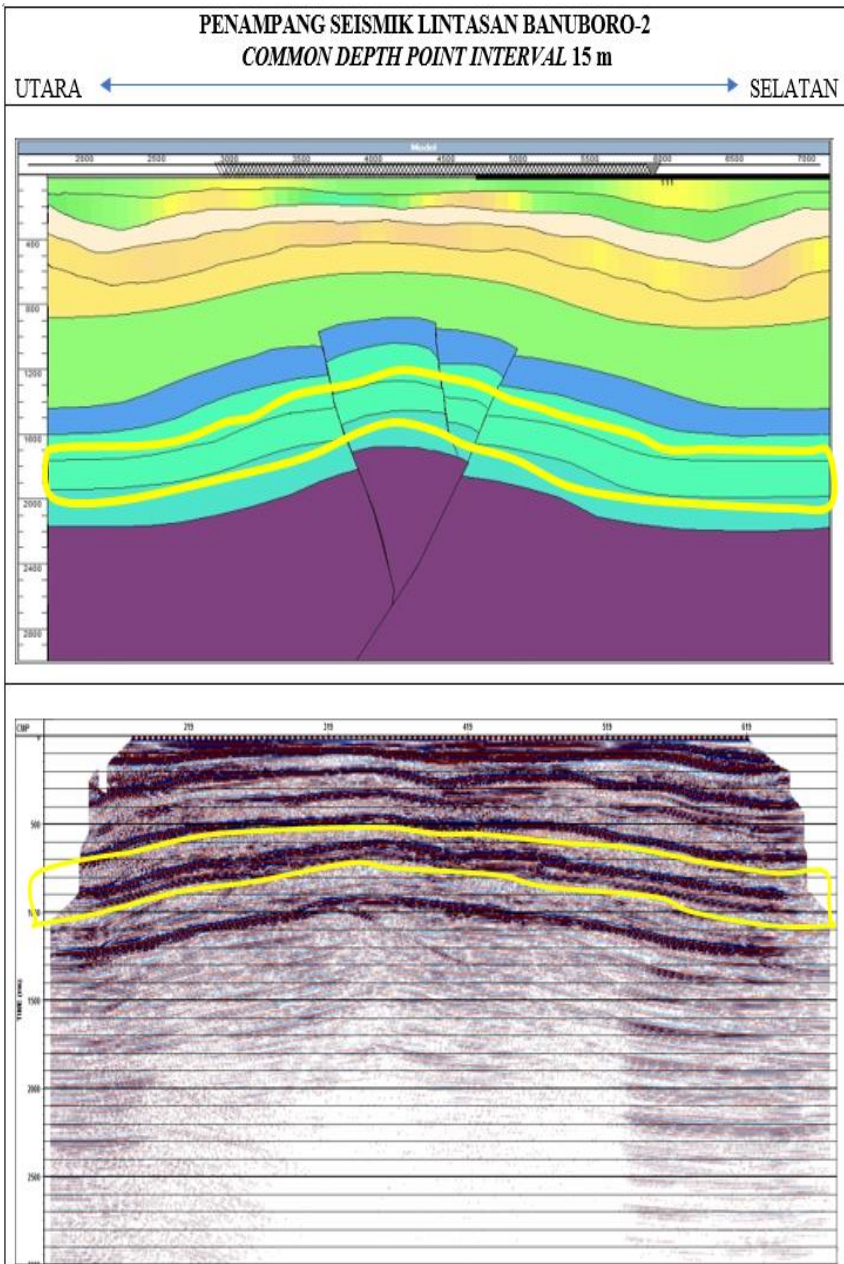
Analisa seluruh parameter akuisisi difokuskan pada reflektor target pada domain waktu tersebut. Analisa CDP interval ini lebih ditekankan untuk melihat pengaruh resolusi lateral terhadap jarak antar CDP. Hubungan ini akan menunjukkan bagaimana titik titik bawah permukaan yang merepresentasikan kondisi geologi secara lateral dengan baik. Titik bawah permukaan tadi yang dimaksud adalah CDP. Letak CDP akan mempengaruhi resolusi karena berhubungan dengan kemampuan *fresnel zone* gelombang pada daerah target dalam menjelaskan kondisi bawah permukaan. Semakin rapat jarak antar *fresnel zone* maka akan memberikan kejelasan struktur secara lateral (kontinuitas yang baik) karena jarak antar CDP yang telah diatur semakin rapat.

Hal ini terlihat dari hasil penampang seismik antara CDP 10 dan CDP 15. Parameter seismik CDP 10 memberikan hasil penampang yang terlihat lebih kontinuitas secara lateral dan lebih jelas untuk memperlihatkan struktur pada daerah target, dibandingkan dengan CDP 15, selain itu kenampakan reflektor lebih kontras. Ditunjukkan pula pada perlapisan yang merepresentasikan lingkungan vulkanik, dimana struktur geologi yang terbentuk lebih jelas jika jarak antar *common depth point interval* semakin rapat. Jadi semakin rapat jarak antara CDP maka resolusi lateral akan berbanding lurus dalam mencitrakan kenampakan geologi bawah permukaan model. Berdasarkan analisa ini *common depth point interval* yang dipilih adalah jarak 10 meter.





Gambar 4.11 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-2 dengan CDP Interval 10 meter



Gambar 4.12 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan CDP Interval 15 meter



#### 4.2.2 Analisa *Fold coverage*

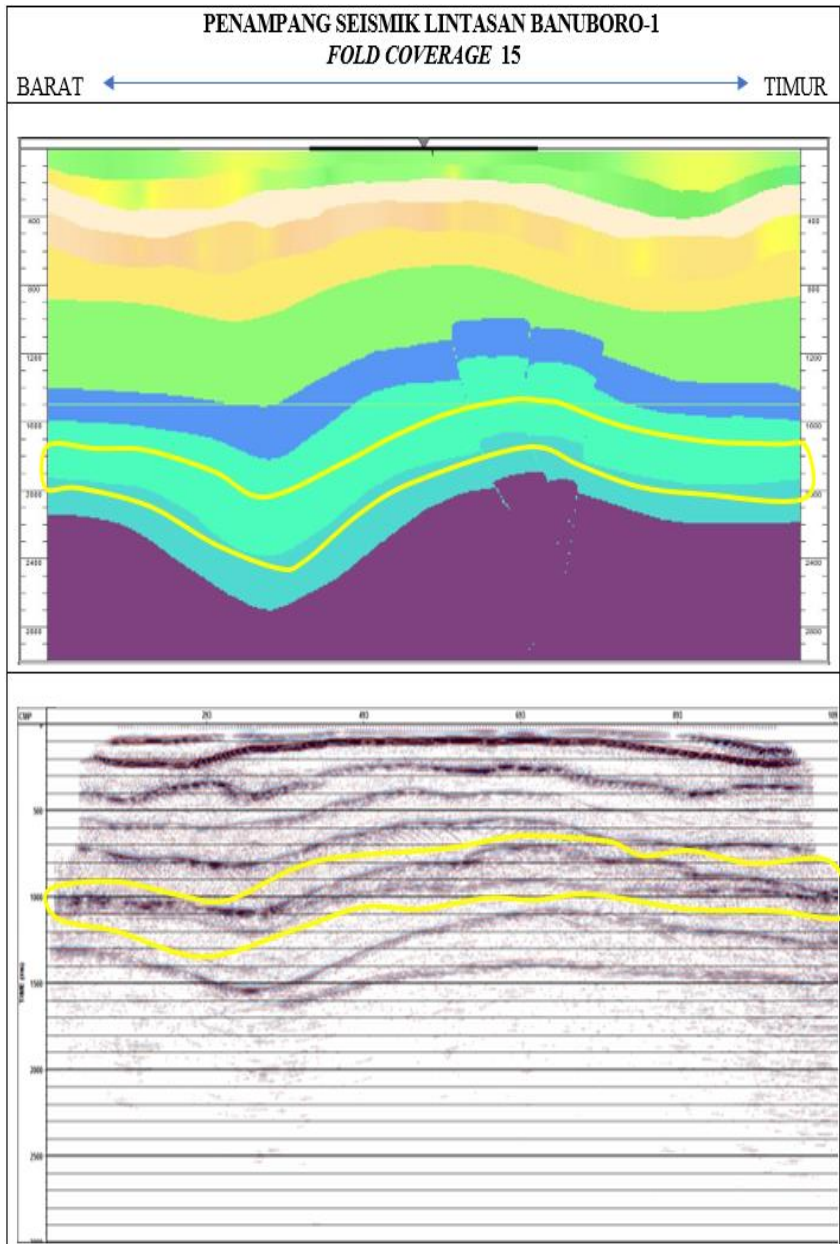
Analisa *fold* dilakukan untuk mengetahui pengaruh *fold coverage* terhadap penampang seismik khususnya pada lingkungan vulkanik. Lingkungan vulkanik yang menjadi tudung pada sebuah *petroleum system* memiliki struktur lapisan di permukaan yang nilai properti kecepatan gelombang-p ( $V_p$ ) yang beragam karena pengaruh pembentukan lapisan vulkanik. *fold coverage* memberikan informasi kualitas data asli terhadap noise yang ada pada pengukuran atau biasa dikenal dengan sebuta nilai S/N (*Signal to noise ratio*).

Pada analisa *fold* kali ini nilai CDP interval dan *offset* diarahkan di nilai yang sama agar dapat melihat perubahan pada data terhadap pengaruh *fold coverage*. Karena nilai CDP interval 10 meter memberikan resolusi lateral yang lebih baik dari pada nilai interval CDP 15 meter, maka nilai CDP interval diarahkan ke nilai CDP interval 10 meter dengan nilai *offset* yang menyesuaikan. Nilai *fold* dibuat sama seperti analisa CDP interval sebelumnya, nilai *fold* diberi variasi tiga variasi yaitu dengan nilai *fold* maksimal 15, 30, dan 45. Nilai ini diperoleh dari saat proses seleksi CDP interval sebelumnya saat melakukan seleksi *trace* seismik untuk mendapatkan nilai *fold* yang sama dilakukan seleksi dan hasil seleksi terpisah menjadi tiga nilai *fold* tersebut. Hal ini juga agar tidak merubah *offset* dan *fold* asli dari CDP interval 10 meter. Dengan demikian, acuan dalam analisa *fold coverage* dapat dilakukan dengan nilai tersebut.

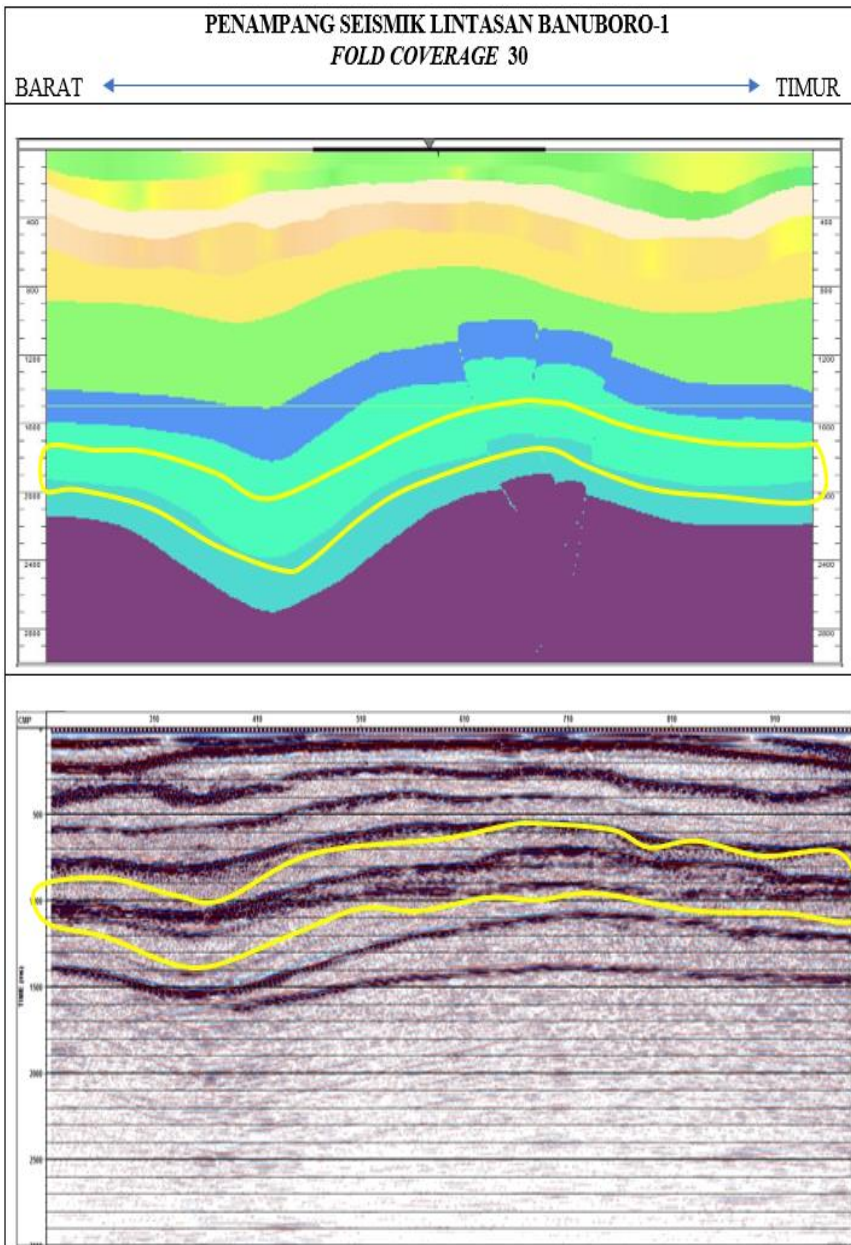
Proses dalam melakukan seleksi *trace* dilakukan dengan menyeleksi nomor *Receiver* ditengah tengah *shot gather*. *Trace* seismik yang diseleksi merupakan *trace* didalam *shot gather* dimulai pada *trace* kedua dan dengan penambahan 2 *Trace* menghasilkan hasil *fail* dan hasil *pass* dalam penyeleksian, hasil *fail* menghasilkan nilai maksimal *fold* 30 sedangkan hasil *pass* menghasilkan nilai maksimal *fold* 15.

Setelah dilakukan penyeleksian *trace*, data dilakukan analisa kecepatan dengan menghasilkan luaran *velocity file* untuk setiap variasi *fold* pada penampang seismik setiap lintasan. Pengolahan sederhana dilakukan sama dengan analisa CDP interval yaitu hingga tahap migrasi. Hasil penampang untuk setiap nilai *fold* maksimal diberikan pada gambar 4.13, 4.14, dan 4.15 serta gambar 4.16, 4.17, dan 4.18.

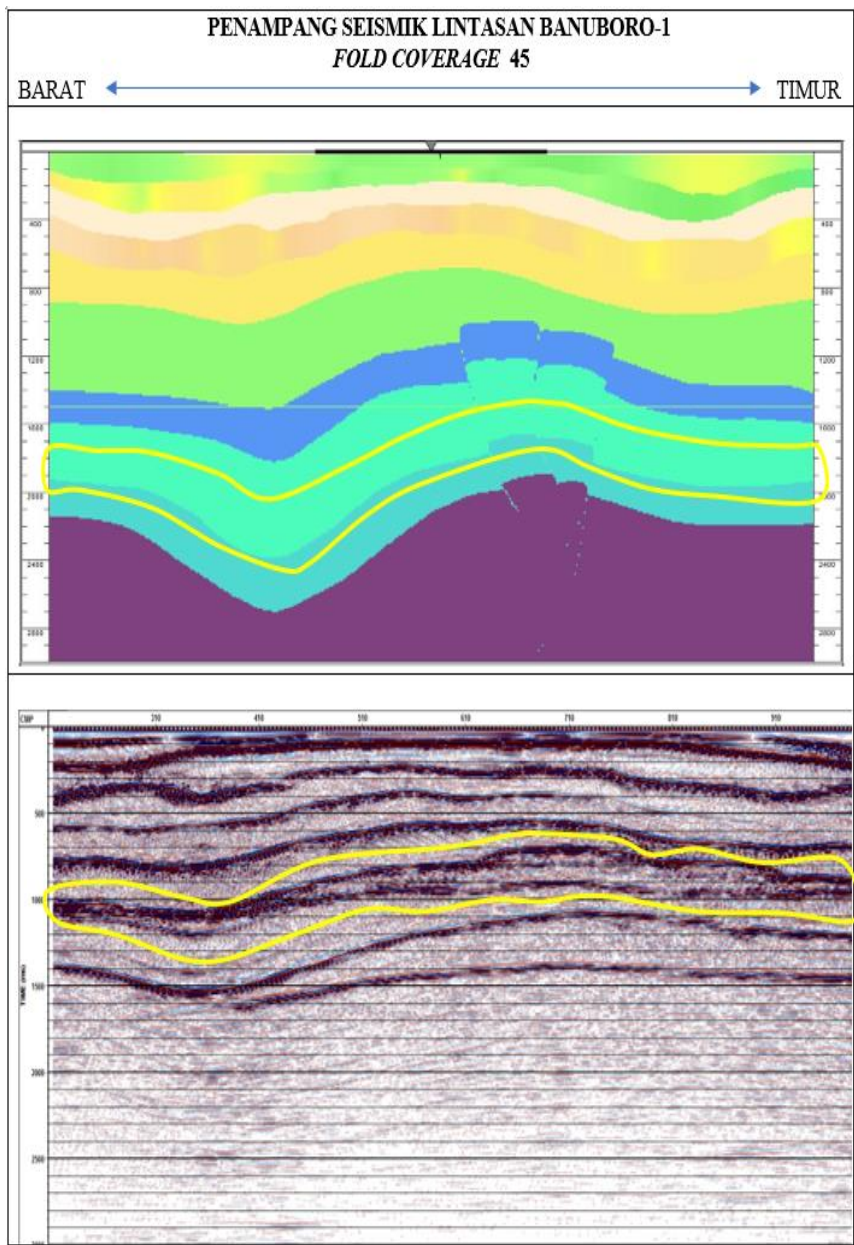
***HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***



Gambar 4.13 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan *Fold coverage* Maksimal 15

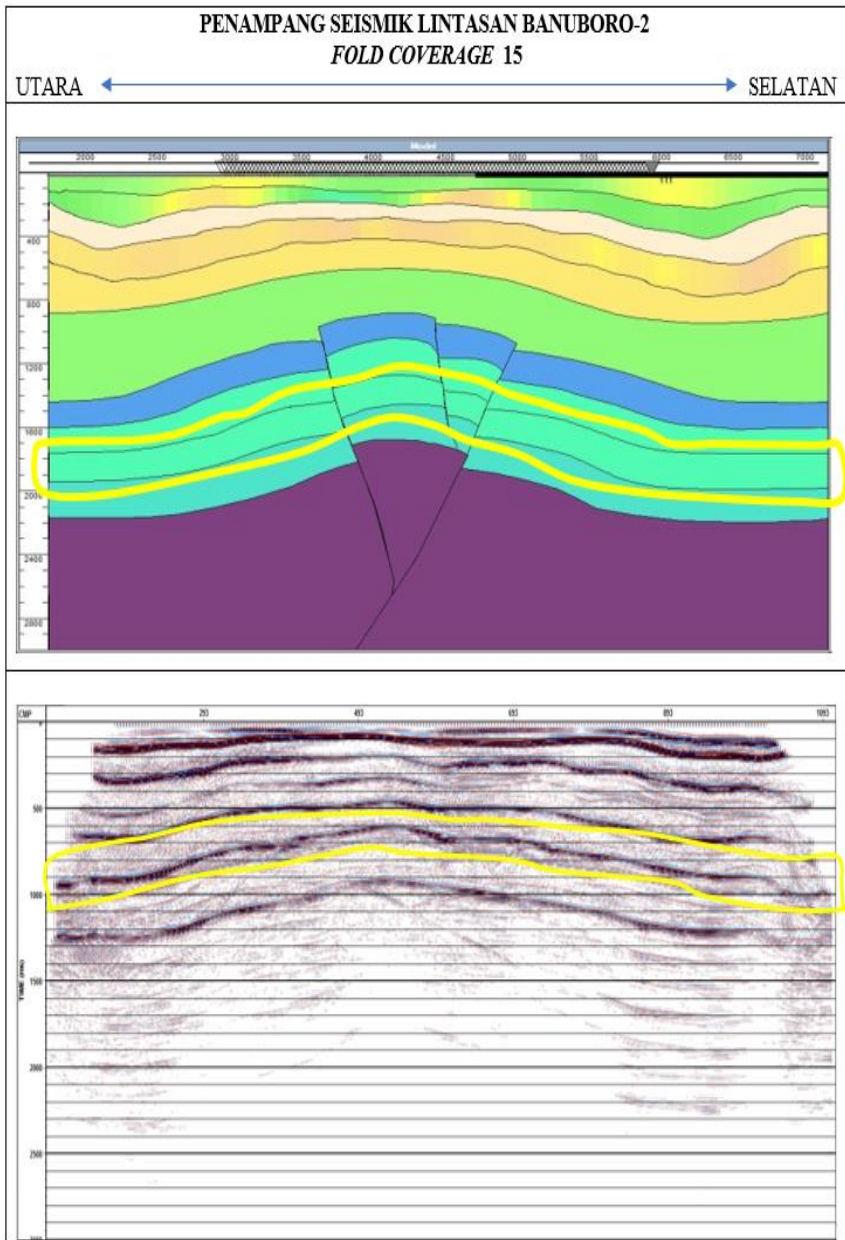


Gambar 4.14 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan *Fold coverage* Maksimal 30



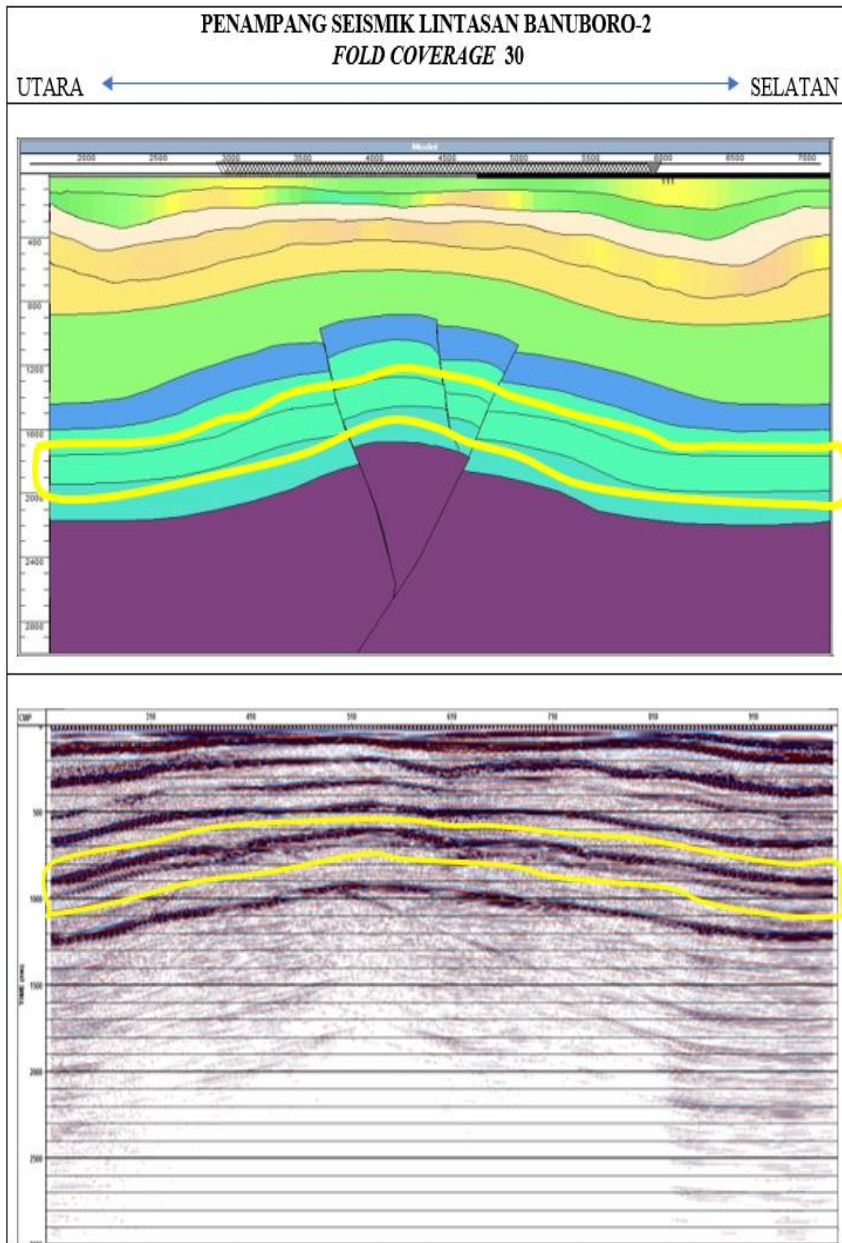
Gambar 4.15 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan *Fold coverage* Maksimal 45

***HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***



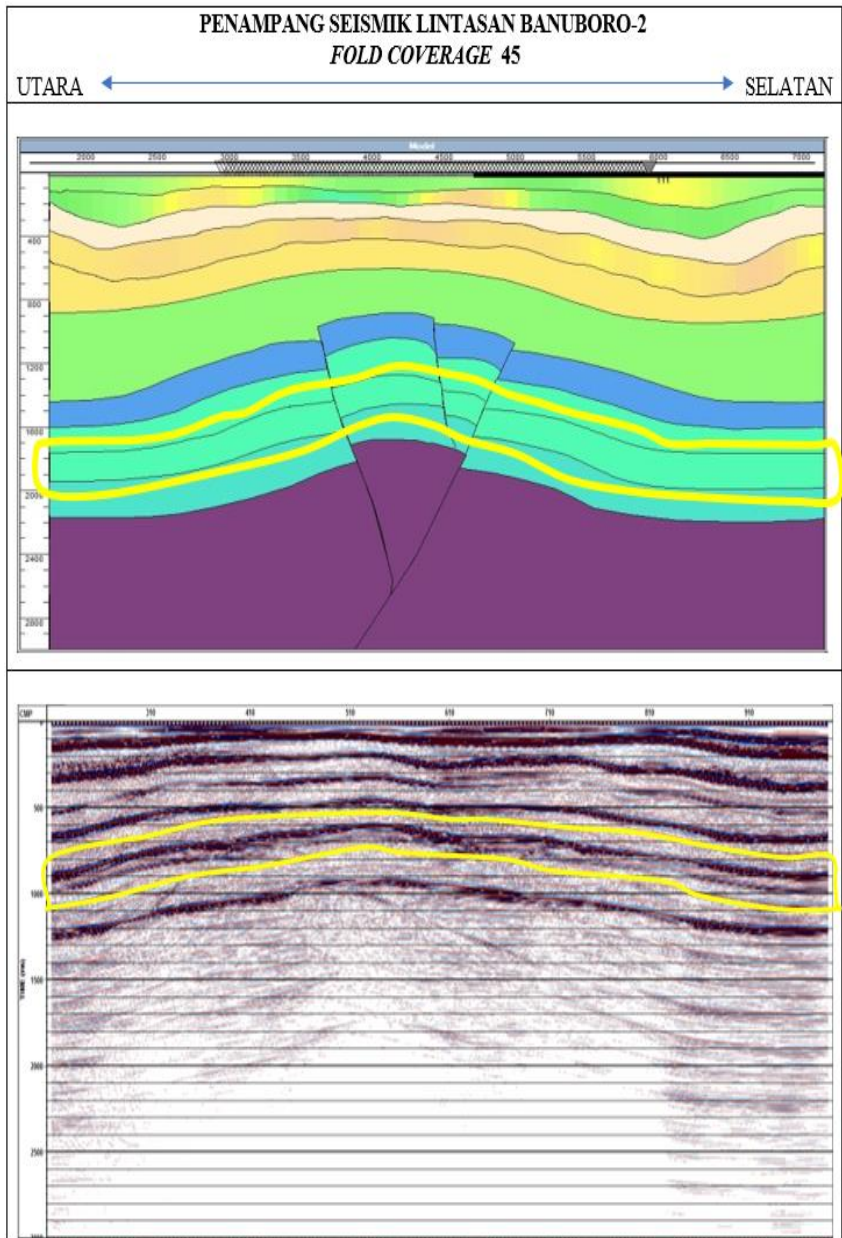
Gambar 4.16 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-2 dengan *Fold coverage* Maksimal 15





Gambar 4.17 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-2 dengan *Fold coverage* Maksimal 30

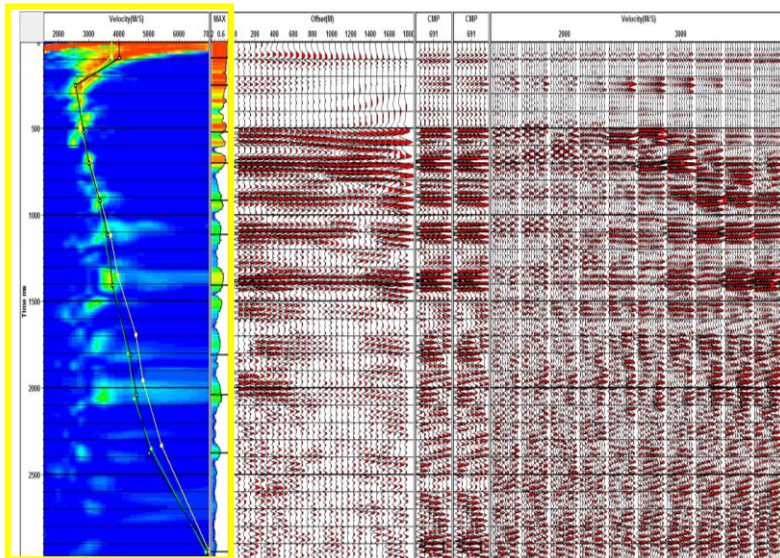




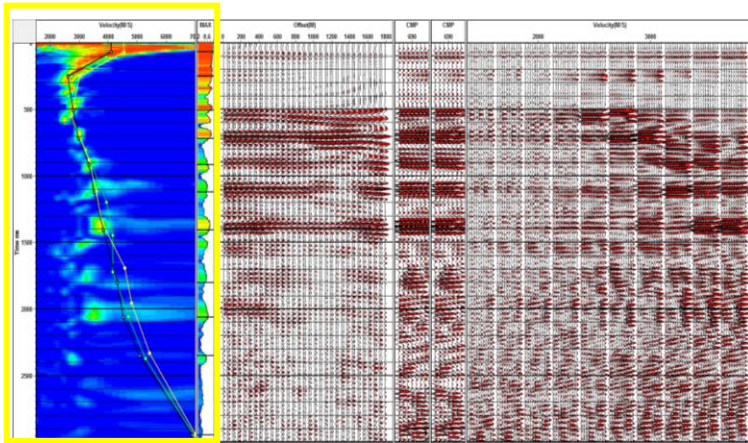
Gambar 4.18 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan *Fold coverage* Maksimal 45

Gambar 4.13 sampai dengan 4.15 menunjukkan hasil penampang seismik dengan variasi nilai maksimal *fold* 15, 30, dan 45 pada lintasan Banuboro-1. Sedangkan Gambar 4.16 sampai dengan 4.18 menunjukkan lintasan Banuboro-2. Pengamatan difokuskan pada area kuning pada penampang seismik. Seluruh gambar memiliki nilai CDP interval dan jarak *far offset* yang sama.

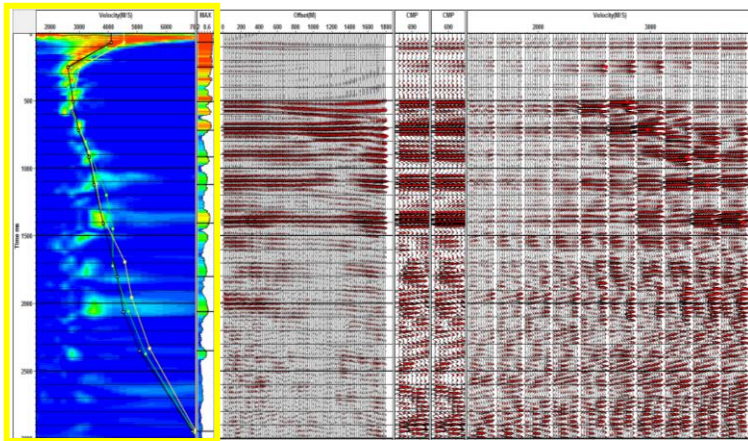
Terlihat bahwa perbandingan antar variasi *fold coverage* memberikan perbedaan terhadap kekuatan kontras dan kejelasan sebuah reflektor yang mengindikasikan batas perlapisan. Untuk kasus lingkungan vulkanik pengaruh *fold coverage* mendukung kejelasan reflektor terhadap efek kontras kecepatan dan variasi kecepatan secara lateral pada lapisan vulkanik. Kejelasan yang dimaksud adalah *fold* yang ideal akan memberikan kontras perlapisan yang jelas dan dapat meminimalisir adanya ambiguitas dalam penentuan batas antar lapisan karena S/N yang besar dengan kata lain lebih banyak sinyal daripada *noise*. Hal ini ditunjukkan dengan kenampakan reflektor daerah target. Hasil *fold coverage* 30 sudah dapat memberikan hasil yang lebih jernih dengan lebih bersih *noise* artinya bahwa dengan semakin banyak *fold* data akan menunjukkan reflektor yang jelas dan tegas untuk sebuah perlapisan dan tidak terjadi ambiguitas dalam menjustifikasi sebuah perlapisan. Analisa *fold coverage* juga dapat dianalisa dari kenampakan penampang *velocity semblance* pada saat analisa kecepatan di tahapan pengolahan data



Gambar 4.19 Penampang Semblance *Fold coverage* 15 | Lintasan Banuboro - 1



Gambar 4.20 Penampang Semblance *Fold coverage* 30 | Lintasan Banuboro - 1



Gambar 4.21 Penampang Semblance *Fold coverage* 45 | Lintasan Banuboro - 1

Gambar 4.19 sampai dengan 4.21 merupakan contoh dari penampang *semblance* dari tahap pengolahan analisa kecepatan. Berdasarkan penampang tersebut dapat dilakukan analisa perbedaan *fold coverage*. *Fold coverage* rendah menunjukkan kemenerusan *semblance* yang tidak kontras seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.19. Pada gambar 4.19 *semblance* terlihat tidak dengan baik kemenerusannya terhadap *fold coverage* 30 dan 45. *Fold coverage* 15 sudah memberikan cukup informasi terkait *semblance* untuk menentukan reflektor seismik. Hal ini terjadi karena yang dilakukan penulis pada Batasan masalah hanya menggunakan penjalaran gelombang akustik tanpa atenuasi sehingga pada *fold coverage* 15 kenampakan *semblance* sudah bias terlihat

hanya saja konten amplitudo tidak sebaik *fold coverage* diatasnya. Hasil dari penampang semblance lintasan Banuboro – 1 memberikan hasil yang sama untuk lintasan Banuboro – 2, sehingga penampang semblance yang ditampilkan penulis hanya salah satu lintasan. Berdasarkan analisa *fold* menggunakan penampang hasil migrasi seismik dan penampang *semblance*, nilai *fold coverage* maksimal dengan nilai lebih besar dan sama dengan 30 dapat menjelaskan data dengan lebih baik daripada *fold coverage* 15. Karena pada lingkungan vulkanik ini *noise* alami yang terjadi adalah multiple dan dengan *fold coverage* yang lebih besar akan dapat mereduksi adanya *noise multiple* tersebut.

#### 4.2.3 Analisa Far Offset

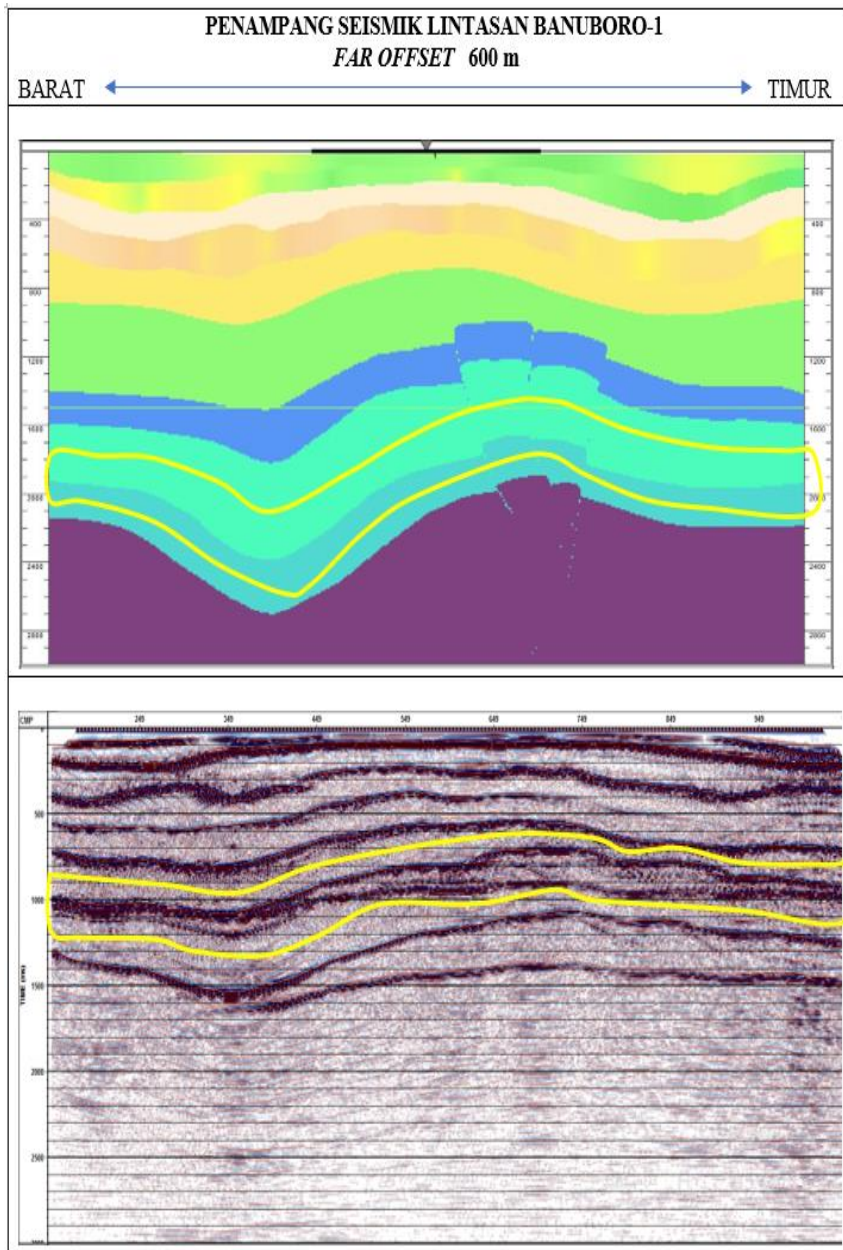
Analisa yang terakhir pada analisa desain parameter 2D dinamik adalah analisa *far offset* atau yang biasa disebut dengan *offset* . Analisa dilakukan untuk setiap penampang seismik pada semua model geologi. *Far offset* penting untuk dibahas, karena data yang baik, selain resolusi lateralnya dapat memberikan kualitas baik secara vertikal data juga harus memberikan kenampakan kualitatif yang baik pula pada sebuah reflekt. Parameter desain akuisisi yang mempengaruhi hasil target terhadap kedalam adalah *far offset* .

Disini akan dilakukan analisa terhadap target lapisan jatibarang terhadap beberapa variasi jarak *far offset* yang berbeda. Tujuannya untuk melihat pengaruh *far offset* pada lingkungan vulkanik dalam mencitrakan lapisan target yang merupakan lapisan sedimen terdalam pada model. Variasi parameter *far offset* dapat menunjukkan kenampakan reflektor resolusi secara vertikal sebuah lapisan target.

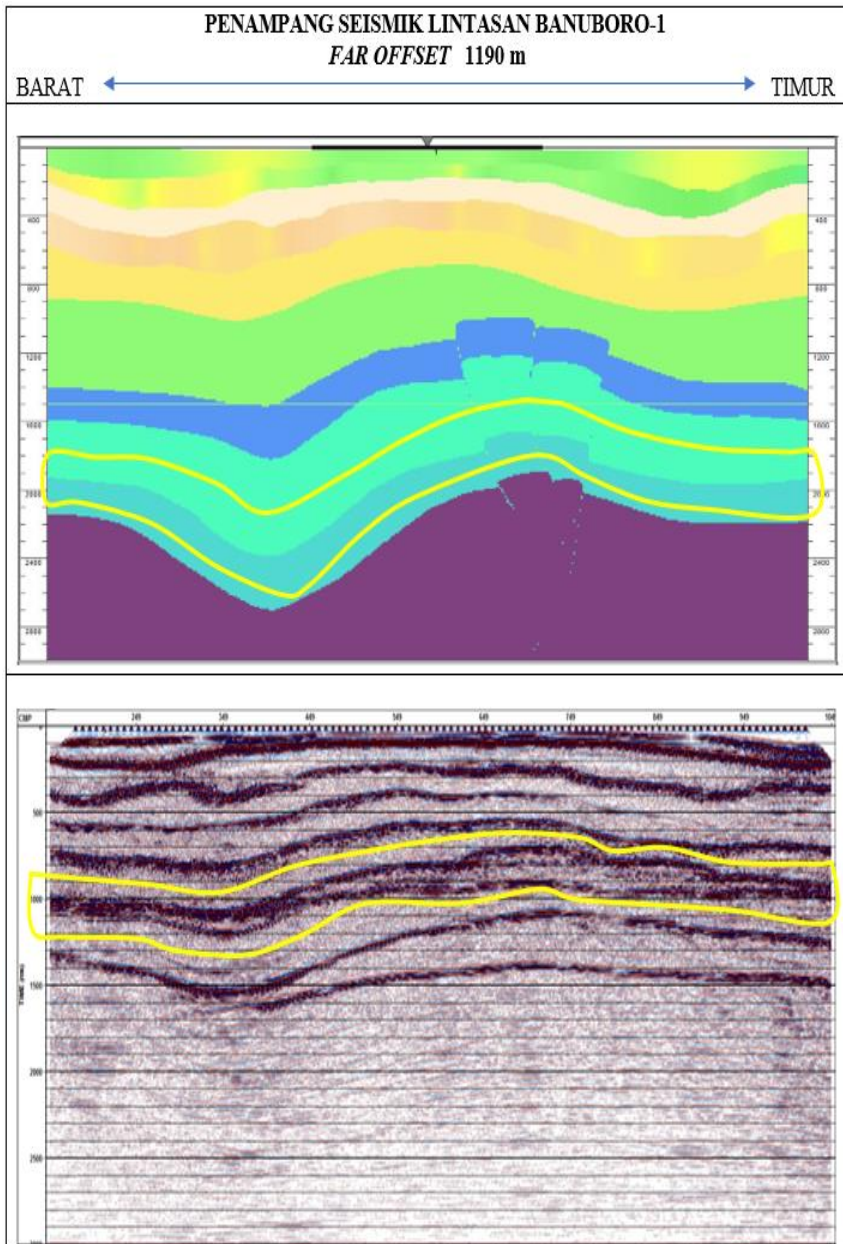
Pada analisa ini nilai *far offset* diberi variasi tiga nilai,yaitu sebesar 600 meter, 1190 meter dan 1790 meter dengan kondisi parameter *common dept point interval* dan *fold coverage* nilainya adalah sama. Pemilihan variasi *far offset* didasarkan pada analisa *Fold coverage*, jadi nilai *offset* diarahkan kearah variasi *fold* terkecil pada analisa *fold coverage*. Hal ini dilakukan agar dalam menentukan variasi *offset* tidak tidak merubah *fold* atau mengurangi *Fold coverage* lagi. Dalam prosesnya data dengan kandungan *folc coverage* 45 dan *offset* 1790 di kurangi *far offset* menjadi 1190 karena dengan nilai tersebut *fold coverage* dapat berkurang menjadi 30, yang kedua *offset* di potong menjadi 600 meter, kandungan *Fold coverage* dapat menjadi 15 *fold coverage*. Untuk data *far offset* 1190 meter kandungan *fold* dilakukan pengurangan lagi dengan seleksi nomor penembakan. Sehingga untuk data dengan *far offset* 1190 meter sudah memiliki kondisi dengan kandungan *Fold coverage* 15.

Setelah data sudah memiliki 3 variasi nilai *far offset* yang berbeda, dapat dilakukan analisa kecepatan dengan luaran tiga jenis *velocity file* untuk selanjutnya dilakukan koreksi NMO dan stack hingga migrasi. Diperoleh hasil penampang seismik dengan variasi *offset* sebagai berikut

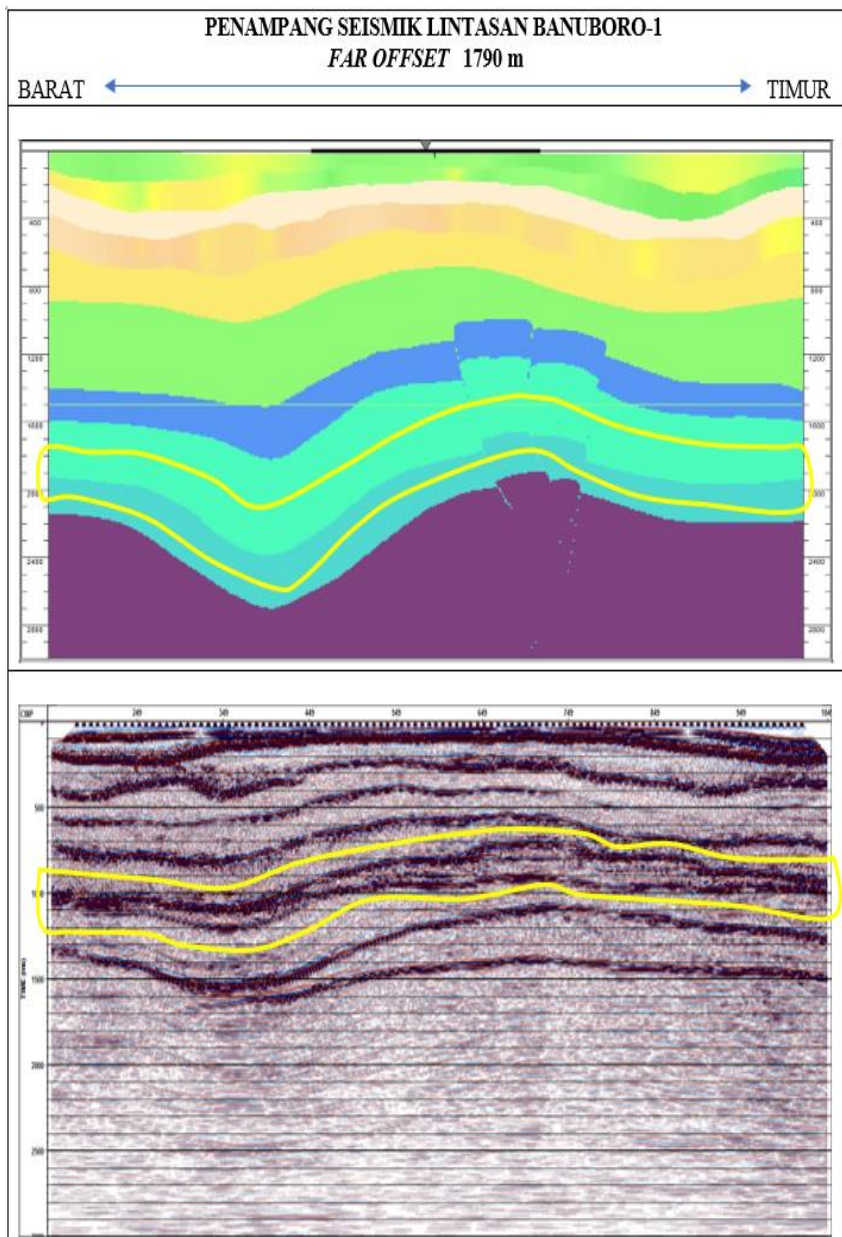




Gambar 4.22 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan *Far Offset* 600 meter



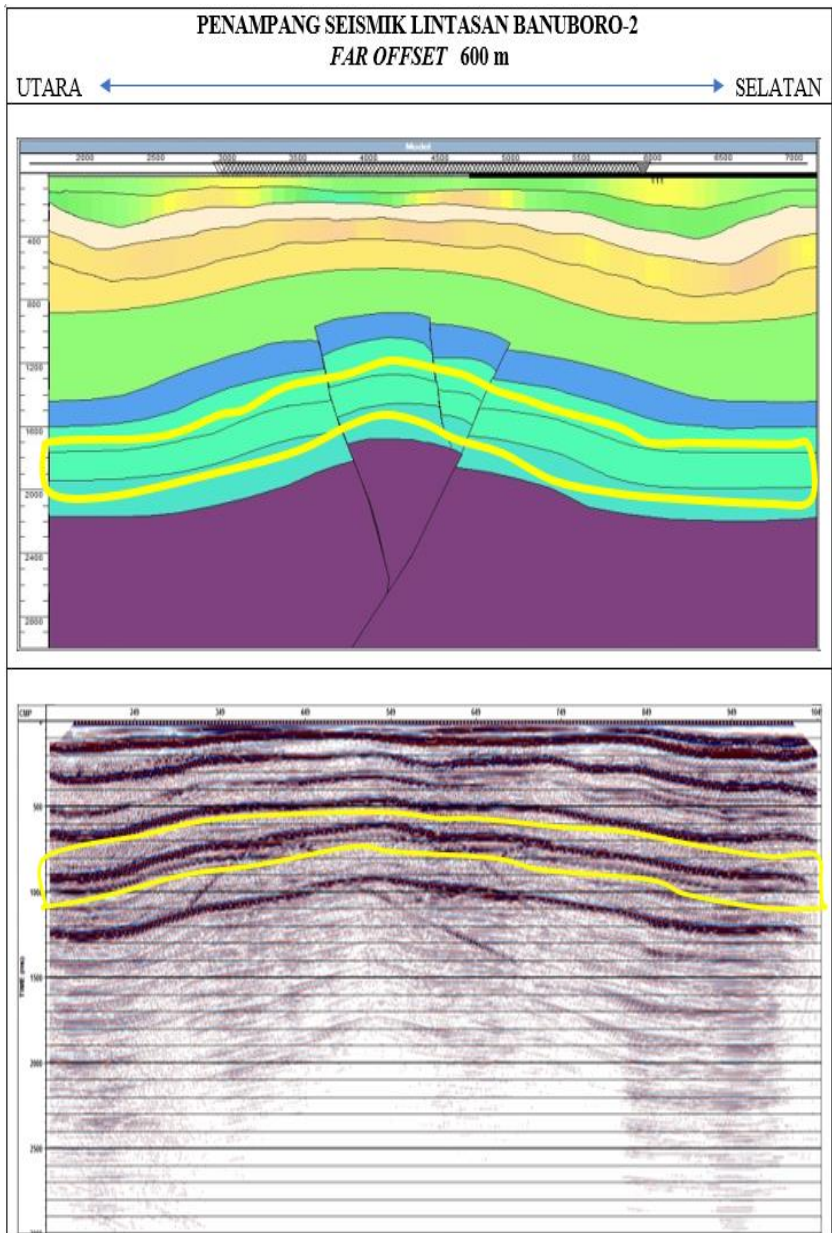
Gambar 4.23 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan *Far Offset* 1190 meter



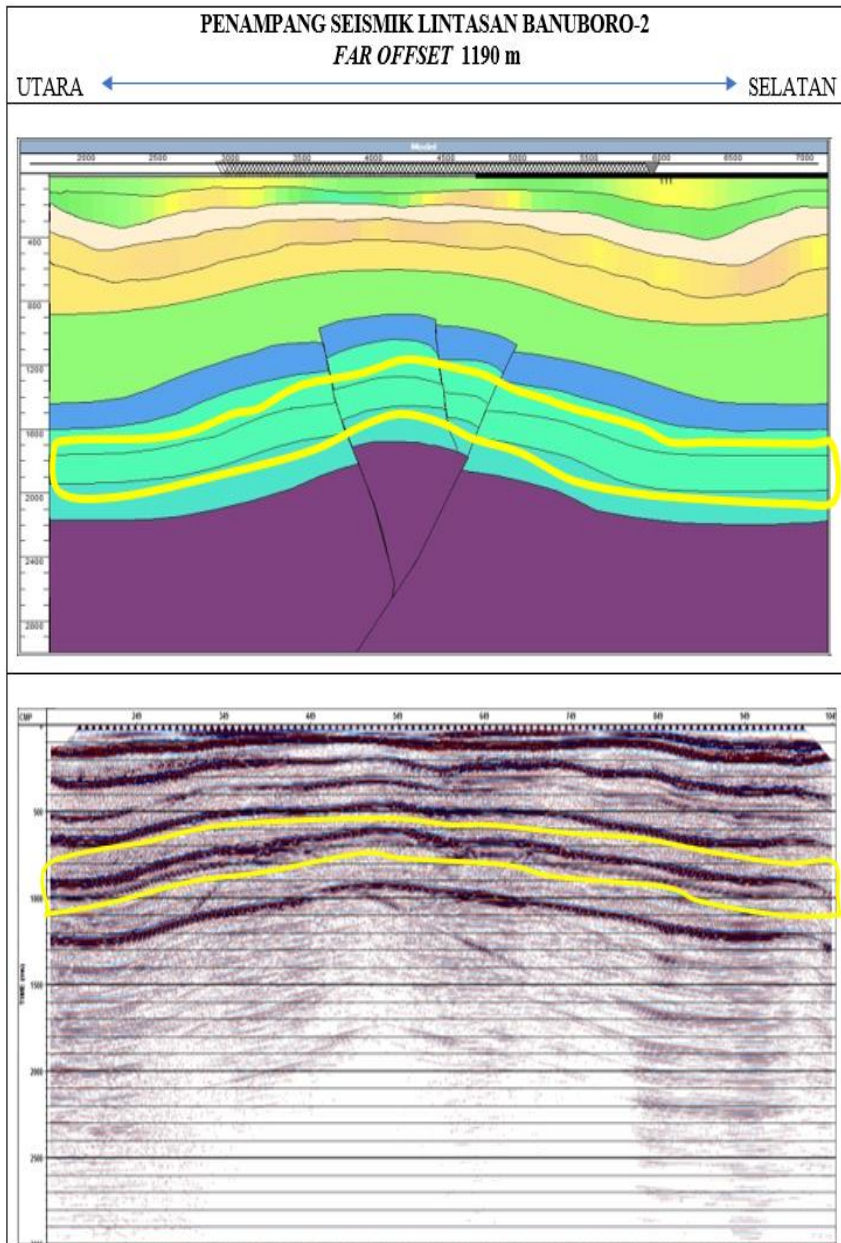
Gambar 4.24 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-1 dengan *Far Offset* 1790 meter

***HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

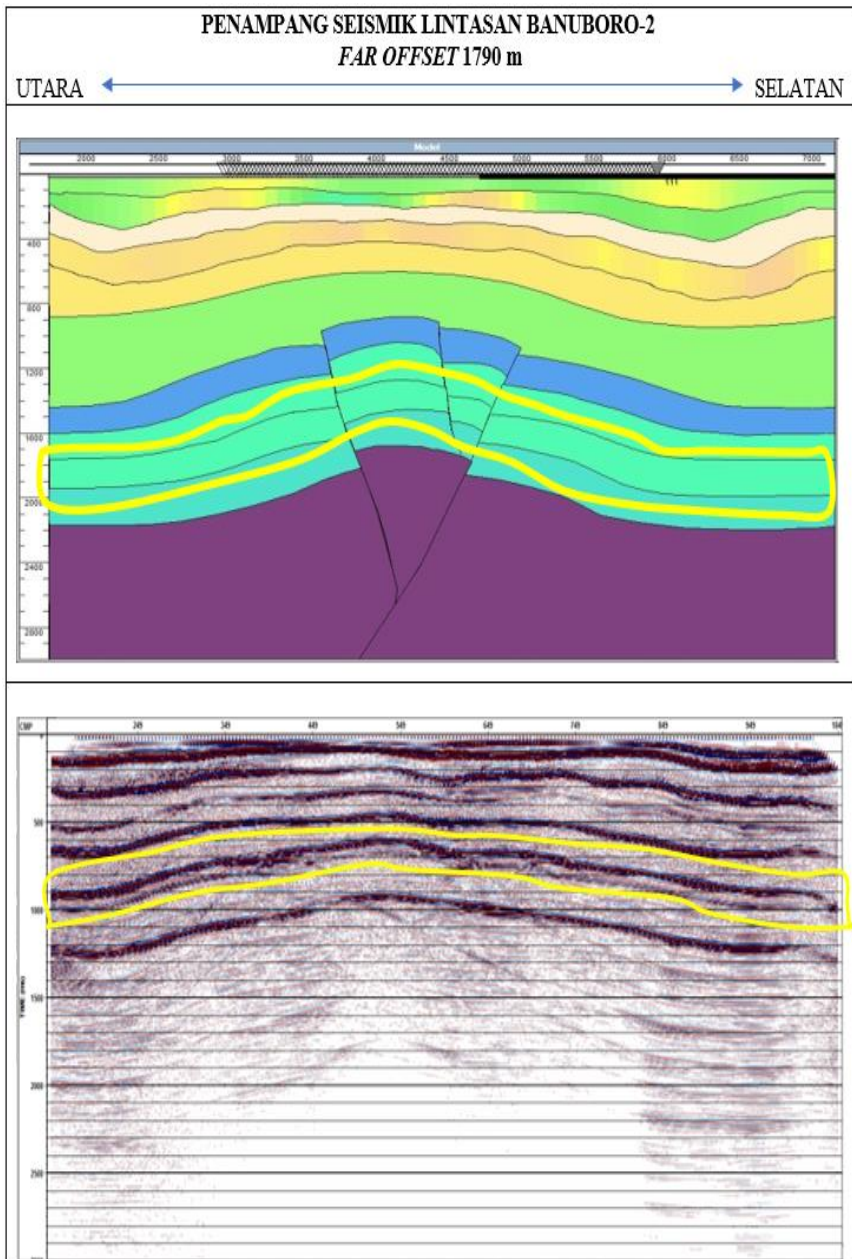




Gambar 4.25 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-2 dengan *Far Offset* 600 meter



Gambar 4.26 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-2 dengan *Far Offset* 1190 meter

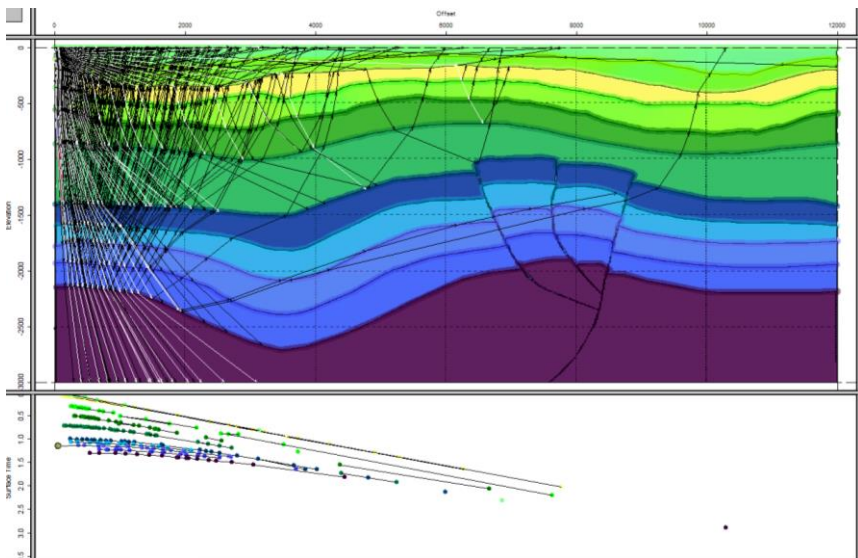


Gambar 4.27 Penampang Seismik Model Geologi Lintasan Banuboro-2 dengan *Far Offset* 1790 meter

Gambar 4.22 sampai dengan 4.24 merupakan hasil penampang seismik untuk model geologi lintasan Banuboro-1 dengan orientasi arah Barat Timur. Sedangkan Gambar 4.25 sampai dengan 4.27 merupakan hasil penampang seismik untuk model geologi lintasan Banuboro-2 dengan orientasi arah Utara Selatan. Target lapisan ditandai dengan garis kuning. Berdasarkan hasil variasi *far offset* diatas hasil yang paling menunjukkan kenampakan reflektor secara vertikal dengan baik adalah variasi *far offset* 1790 meter.

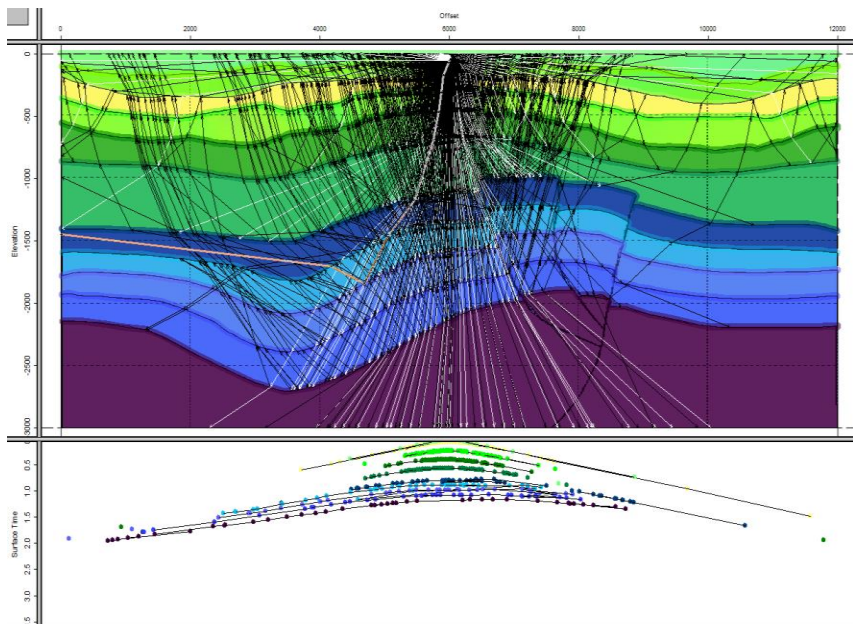
Hal ini disebabkan karena semakin panjang *far offset* maka akan semakin jauh perjalanan gelombang refleksi dalam menjalar. Ketika kembali permukaan akan tertangkap di *receiver* yang semakin jauh dari sumber gelombang. Sehingga dengan adanya variasi *far offset* yang panjang akan memberikan resolusi vertikal yang baik.

Analisa menggunakan 2D *ray tracing* pada model geologi sintetik juga dapat digunakan untuk mengetahui seberapa *far offset* maksimum yang dapat mencitrakan kondisi bawah permukaan. Berikut merupakan hasil *ray tracing* untuk setiap lintasan dengan tiga lokasi penembakan yang berbeda

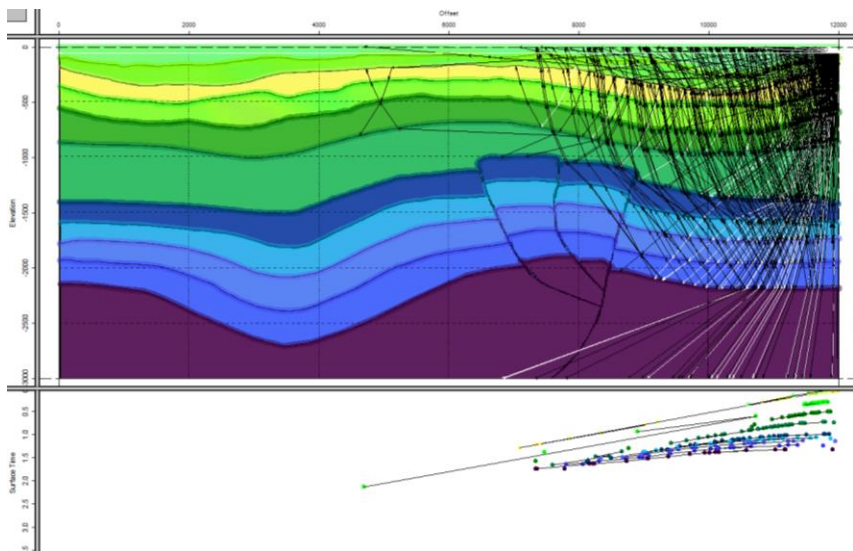


Gambar 4.28 *Ray Tracing* Jarak 0 meter Lintasan Banuboro-1



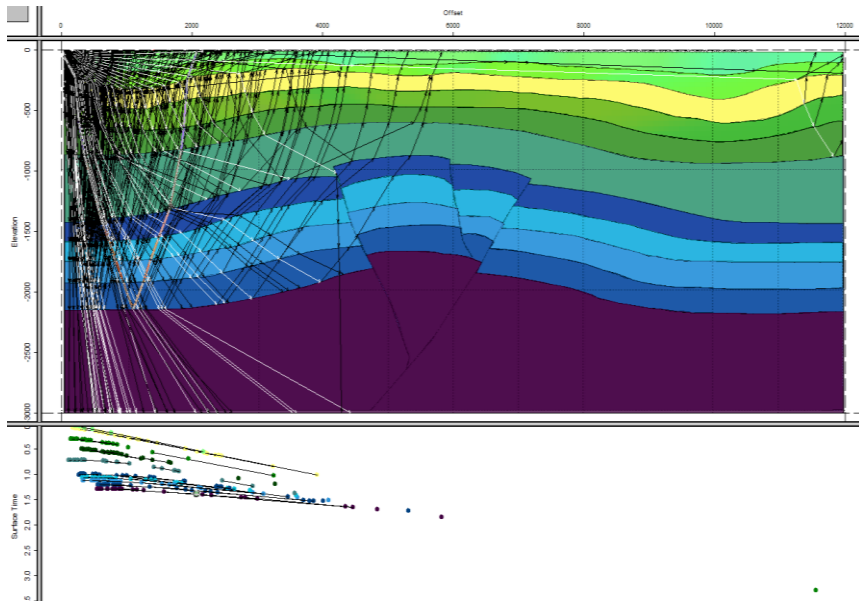


Gambar 4.29 *Ray Tracing* Jarak 6000 meter Lintasan Banuboro-1

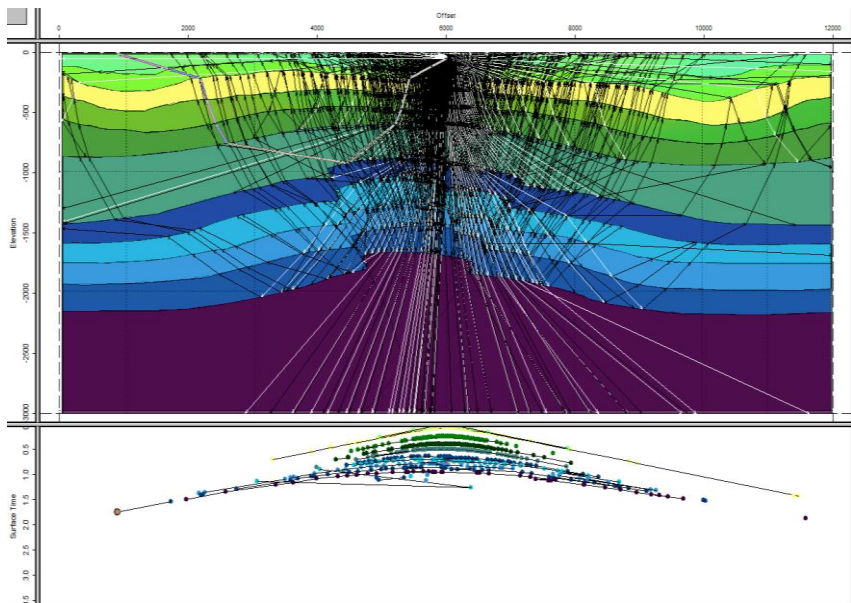


Gambar 4.30 *Ray Tracing* Jarak 12000 meter Lintasan Banuboro-1

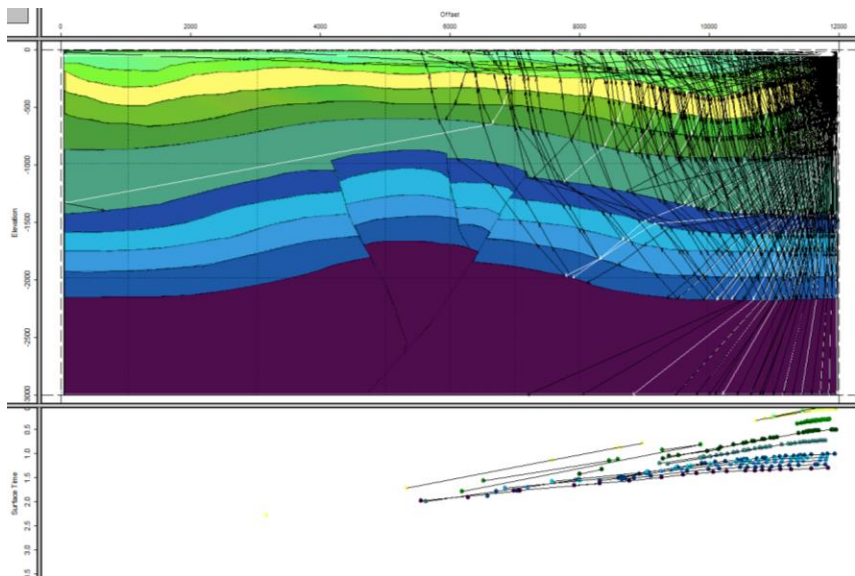
Gambar 4.28 sampai dengan 4.30 menunjukkan hasil ray tracing pada model geologi lintasan Banuboro – 1. Parameter yang digunakan adalah sama dengan metode dinamik yaitu densitas dan kecepatan gelombang P dari model geologi sintetis. Tujuan dilakukan analisa ray tracing ini adalah untuk melihat kerapatan dari suatu data atau *trace* dan kemampuan *far offset* tertentu dengan harapan hasil tersebut mengenai lapisan bawah permukaan yang ingin di citrakan geometrinya terutama pada daerah target dengan memperhatikan juga waktu tempuh perjalanan gelombang refleksi. Pada gambar 4.28 sampai dengan 4.30 menunjukkan bagian atas merupakan hasil *trace* yang menjalar pada model geologi dan bagian bawah merupakan hasil *surface time* atau waktu perjalanan *trace* pada model geologi sintetis. Hasil dari tiga penembakan ray tracing pada lintasan Banuboro – 1 menunjukkan *trace* yang terlihat rapat atau terkumpul (*fold coverage* tinggi) memiliki efektif *far offset* hingga 2000 meter. Waktu tempuh maksimal *trace* untuk mencitrakan lapisan paling bawah adalah 2 sekon atau 2000 ms, waktu tempuh ini dapat dijadikan juga sebagai referensi dalam menentukan *record length* saat survei seismik refleksi. Hasil tersebut ditunjukkan juga pada lintasan Banuboro -2 dibawah ini gambar 4.31 sampai dengan 4.33



Gambar 4.31 Ray Tracing Jarak 0 meter Lintasan Banuboro- 2



Gambar 4.32 *Ray Tracing* Jarak 6000 meter Lintasan Banuboro- 2



Gambar 4.33 *Ray Tracing* Jarak 12000 meter Lintasan Banuboro- 2

Hasil penampang seismik dan ray tracing memiliki hasil yang relevan. Untuk *far offset* yang baik dalam mencitrakan resolusi vertikal lebih baik yaitu dengan nilai *far offset* 1790 meter, hasil ini masih didalam *far offset* efektif yang ditunjukkan oleh hasil analisa ray tracing. Jika dihubungkan dengan lingkungan vulkanik *far offset* yang panjang akan dapat membantu gelombang dalam merepresentasikan lapisan sedimen dibawah lapisan batuan beku karena dalam perjalanannya di kasus nyata dengan adanya atenuasi gelombang banyak menghambat dalam menjalar. Setelah dilakukan analisa pada ketiga parameter desain seismik 2D terhadap model sintetik geologi lingkungan vulkanik, diperoleh hasil parameter yang menunjukan ketegasan reflektor lapisan target dalam pengamatan kualitatif. Desain parameter seismik 2D dinamik yang menunjukkan hasil reflektor yang tegas digunakan dalam pendekatan desain 3D statik ditunjukkan pada tabel 4.5. Ketiga analisa diatas dapat menunjukkan keunggulannya masing masing terkait resolusi lateral, perbandingan signal to noise ratio, dan resolusi vertikal.

Tabel 4.5 Parameter Akuisisi 2D Dinamik Hasil Analisa

No	Parameter Desain	Nilai
1	Jarak <i>Receiver</i>	20 meter
2	Jarak <i>Shot point</i>	40 meter
3	Jumlah <i>Receiver</i>	180 buah
4	CDP Interval	10 meter
5	<i>Fold coverage</i>	45
6	<i>Far offset</i>	1790 meter

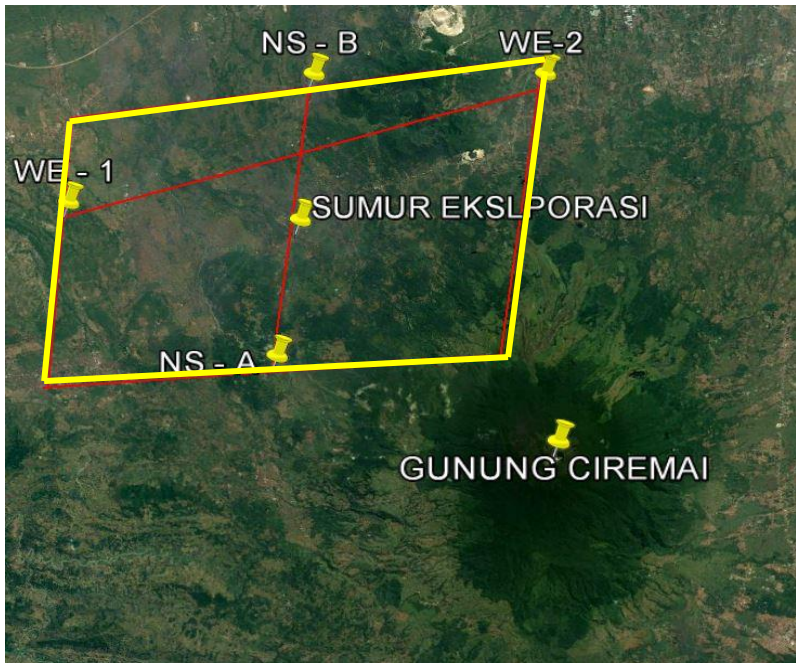
### 4.3 Analisa Desain Parameter Akuisisi 3D Statik

Desain akuisisi seismik dengan metode statik ini dilakukan dengan memperhatikan parameter yang telah diterapkan di desain akuisisi dinamik. Dengan hasil penampang seismik yang ideal dari desain 2D dapat dibuat template survei statik untuk perencanaan akuisisi seismik 3D. Data yang digunakan dari metode akuisisi dinamik antara lain nilai CDP interval, *far offset*, dan target *fold coverage* yang akan di peroleh saat survei.

Berdasarkan hasil diperoleh nilai parameter yang dapat menggambarkan penampang bawah permukaan model geologi daerah vulkanik dengan nilai parameter CDP interval 10, *far offset* 1790 m, dengan nilai *fold* 45. Konfigurasi yang akan digunakan adalah konfigurasi ortogonal. Konfigurasi ini digunakan karena untuk memperoleh hasil desain yang ideal dan belum memperhatikan aspek operasional, karena desain ortogonal adalah template yang ideal dari segi bentuk dan pergerakan. Ideal yang dimaksud adalah dapat memperoleh parameter survei sesuai target baik resolusi lateral dan vertikal namun belum memperhatikan faktor operasional dilapangan.

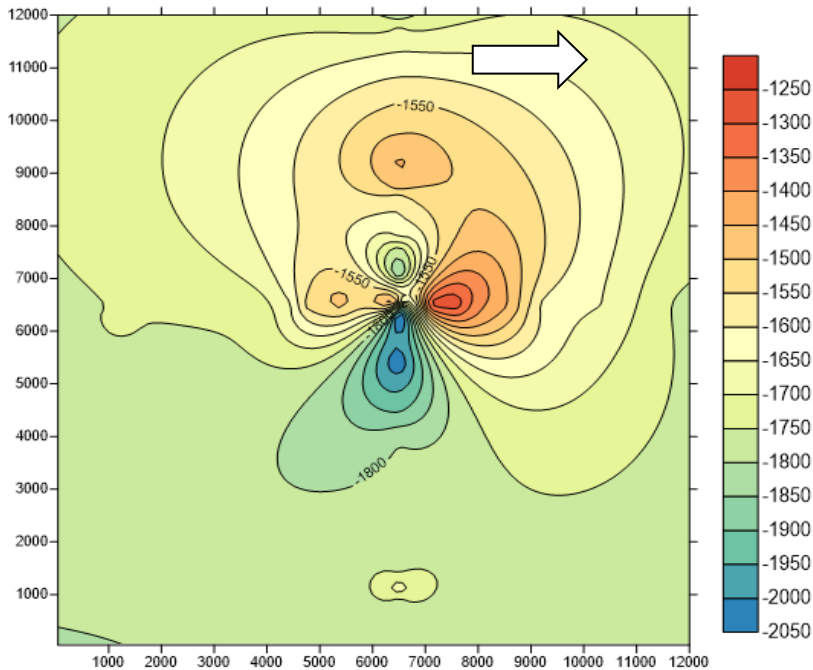


Objek yang akan digunakan dalam cover area survei atau wilayah kerja perusahaan yang terletak di kabupaten majelngka dengan peta daerah lokasi sebagai berikut,



Gambar 4.34 Peta Lokasi Area Pengukuran Seismik 3D

Dibangun sebuah peta kontur menggunakan model geologi sintetik lintasan seismik terdahulu. Dapat ditunjukkan dengan gambar 4.35 dibawah ini.

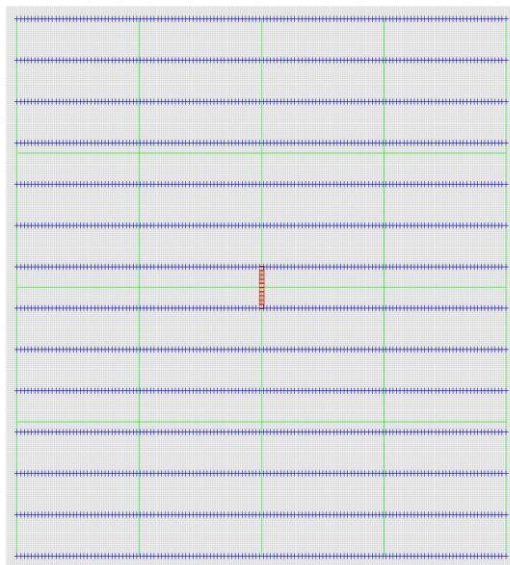


Gambar 4.35 Peta Kontur Kedalaman Model Geologi Sintetik Lapisan Target : Lapisan Jatibarang Bagian Atas

Peta kontur menunjukkan penampang kedalaman area survei seismik 3D Pada gambar 4.35 ditunjukkan persebaran kedalaman daerah target survei akuisisi seismik 3D pada area didalam garis kuning. Peta kontur tersebut dibangun dari dua penampang model geologi sintetik yang saling berpotongan dengan arah timur barat dan utara selatan. Sehingga diperoleh sebaran peta kedalaman daerah target.

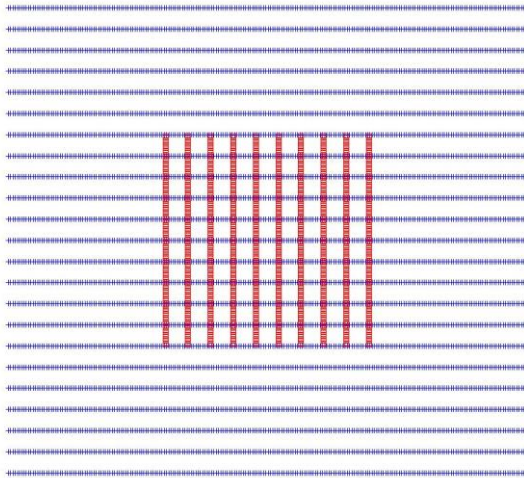
Dari parameter desain akuisisi metode dinamik, dijadikan parameter dalam membangun template akuisisi seismik 3D. CDP interval adalah sama dengan BIN size dengan ukuran 10x10 meter dan jarak antar receiver dan sumber menggunakan nilai 20 m. Nilai ini sama karena menyesuaikan ukuran BIN size yang bujur sangkar untuk mendekati hasil template yang ideal. Dilakukan perhitungan untuk mendapatkan target terdangkal dari survei dilakukan dengan menghitung jarak maksimum offset yang pendek, dimana nilai maksimum offset yang pendek ini (*maximum near offset*) tidak lebih besar dari taget kedalaman terdangkal. Target terdangkal yang ingin dicitrakan adalah pada kedalaman 400 m, sehingga dapat di hitung dengan nilai maksimum offset yang pendek dengan memasukkan data receiver line interval dan Source line interval, diperoleh nilai 200 m untuk jarak receiver line interval

dan *source line* interval, dengan nilai maksimum *offset* yang pendek sebesar 282.842 m .Hasil ini lebih kecil dari target kedalaman terdangkal. Untuk mendapatkan *far offset* yang diinginkan dihitung perbandingan antara jumlah *receiver line* dengan jumlah *receiver* di dalam satu lintasan, hasil yang diinginkan adalah template bujur sangkar dimana untuk segala arah template ini memiliki nilai *far offset* yang sama. Diperoleh nilai jumlah *receiver line* sebesar 14 line dengan jumlah *geophone* dalam satu lintasan adalah 140 geophone. Jarak antar *receiver line* 200 dan jarak antara geophone sebesar 20 m menghasilkan template sebagai berikut



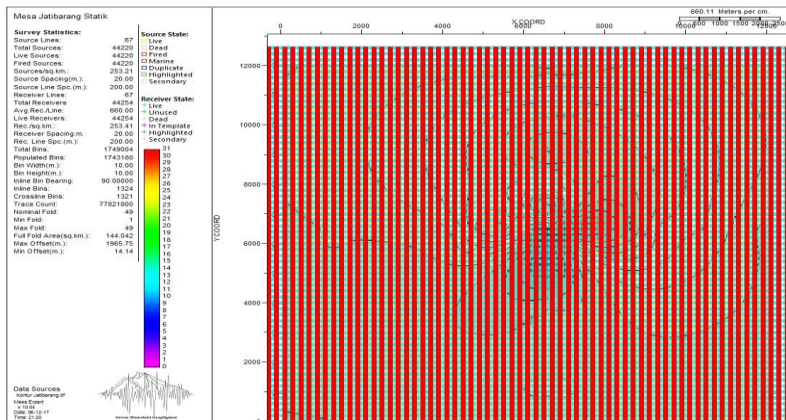
Gambar 4.36 Template Akuisisi Seismik 3D Ortogonal

Pada gambar 4.36 lintasan berwarna biru merupakan lintasan *receiver* dan lintasan berwarna merah merupakan lintasan *shot point*. Template tersebut akan dilakukan pergerakan survei untuk mencitrakan seluruh wilayah kerja survei yang ditunjukkan pada peta kontur kedalaman gambar 4.5. Luas wilayah template ini adalah sebesar 7840000 m<sup>2</sup> digunakan untuk melakukan akuisisi seismi 3D dengan luas wilayah 100.000.000 m<sup>2</sup> sehingga template bergerak dengan interval yang sesuai dengan jarak lintasan *receiver* dan lintasan *shot point* yaitu sebesar 200 m sebanyak 10 kali pergerakan. Pergerakan ini akan mempengaruhi juga nilai *fold coverage* yang dihasilkan. Setelah ada pergerakan template,seluruh area kerja pada peta kontur penuh oleh konfigurasi lintasan *receiver* dan *shot point*. Jika digambarkan hasil dari pergerakan template akan diperoleh konfigurasi antar template sebagai berikut



Gambar 4.37 Skema Pergerakan Template 3D

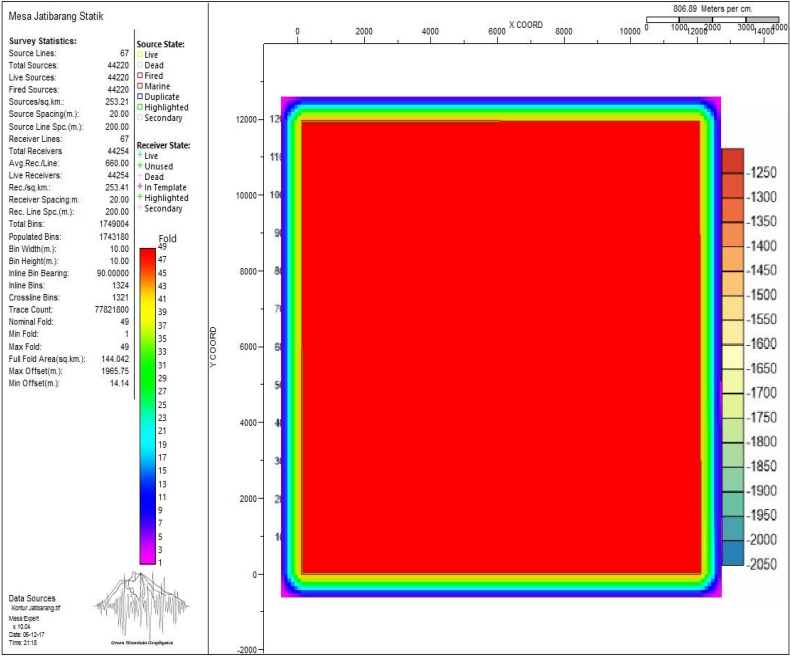
Dari gambar 4.37 dilakukan simulasi survei yang di letakkan diatas peta kontur dengan kondisi peta kontur akan tertutupi semua oleh template survei untuk mendapatkan bawah permukaan yang ideal.



Gambar 4.38 Pergerakan Template pada Peta Kontur

Gambar 4.38 merupakan contoh dari daerah peta kontur yang telah disebar konfigurasi template survei seismik 3D, seluruh area peta kontur telah tertutupi semua oleh konfigurasi survei. Selanjutnya template tersebut dilakukan simulasi secara statik untuk mengetahui nilai maksimum *fold*

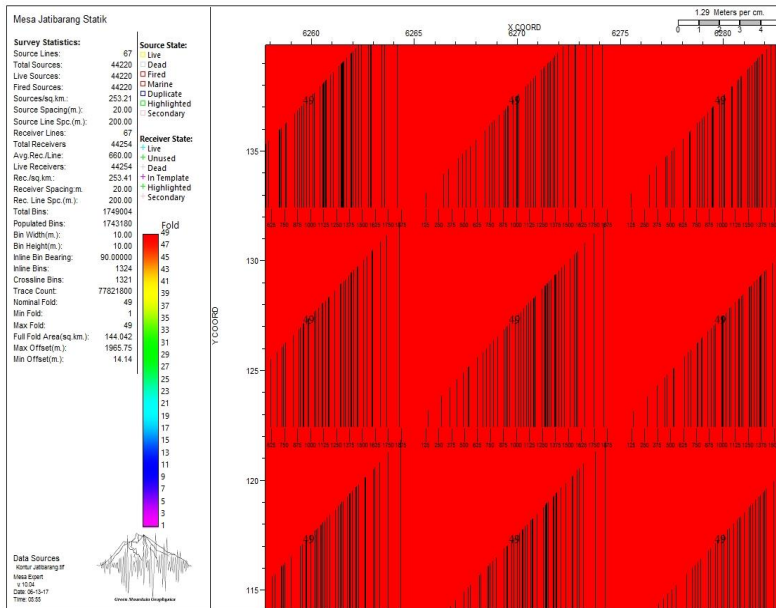
*coverage*, sebaran daerah full migration, full *fold*, surface, azimuth distribution, dan *offset* distribution. Nilai *fold coverage*, paling besar memiliki nilai 49 dengan nilai paling kecil adalah 1. Nilai ini sama dengan seismik survei 2D yang menghasilkan nilai *fold* 45 untuk maksimal *fold coverage*.



Gambar 4.39 Persebaran *Fold coverage* pada Daerah Penelitian

Dapat dilihat pada gambar 4.39 hasil distribusi *fold coverage* pada template survei yang dibuat, menunjukkan dimana daerah yang memiliki area full *fold*. Hasil *fold coverage* maksimal sebesar 49 *fold coverage* terkecil 1. Daerah dengan *fold* maksimal merupakan luas full *fold* migration area dengan luas sebesar 14400 Ha. Nilai *fold coverage* yang besar ini akan menghasilkan nilai S/N dan akan memperjelas reflektor dengan nilai amplitudo yang besar. Sehingga daerah yang memiliki full maximum *fold* ini merupakan daerah yang dapat di migrasi secara penuh pada tahap pengolahan data seismik. Untuk kasus di lingkungan vulkanik nilai full *fold migration* mereduksi efek anisotropi di permukaan atas hasil perbedaan kecepatan secara lateral.

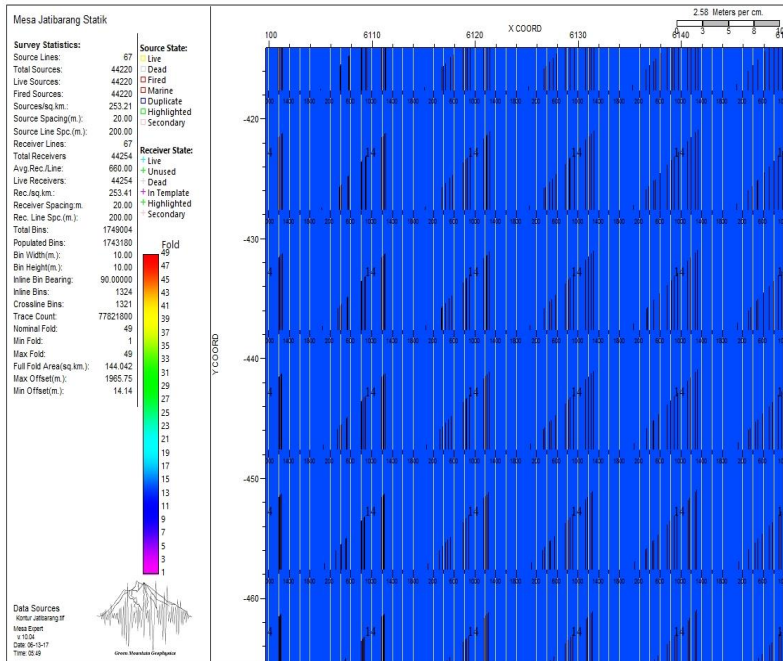
Daerah yang memiliki hasil full *fold* migration menghasilkan sebaran *offset* sebagai berikut, untuk daerah di tengah memiliki sebaran *offset* ditunjukkan dengan gambar 4.40



Gambar 4.40 Hasil Persebaran Offset di Lokasi Full Fold

Untuk membaca *offset* distribution, dapat dilihat pada gambar 4.40 terdapat angka disamping BIN size, angka tersebut menunjukkan jarak *far offset* konfigurasi *Shot point* dengan *Receiver*, kemudian untuk kerapatan garis yang terlihat menunjukkan banyaknya data yang melewati BIN size dari berbagai *offset* yang terekam pada BIN. Untuk data template yang dibuat rentang *far offset* memiliki nilai 20 - 1965 m, semakin tinggi nilai *fold* berarti banyak data dari seluruh *offset* yang melalui daerah dengan *fold* yang tinggi, sedangkan untuk daerah yang memiliki *fold* rendah maka *offset* yang melewati BIN tersebut juga akan semakin sedikit. Pada daerah *full fold* migration dihasilkan persebaran offset yang merata sampai dengan *far offset* 1965 meter, berdasarkan desain akuisisi seismik 3D jarak *far offset* menghasilkan penetrasi kedalaman dengan nilai yang sama. Sehingga pada daerah *full fold migration* trace seismik dapat mengenai target formasi upper jatibarang pada kedalaman 1763 – 1900 meter karena *far offset* yang dihasilkan pada daerah *full fold* migration sebesar 1965 meter.

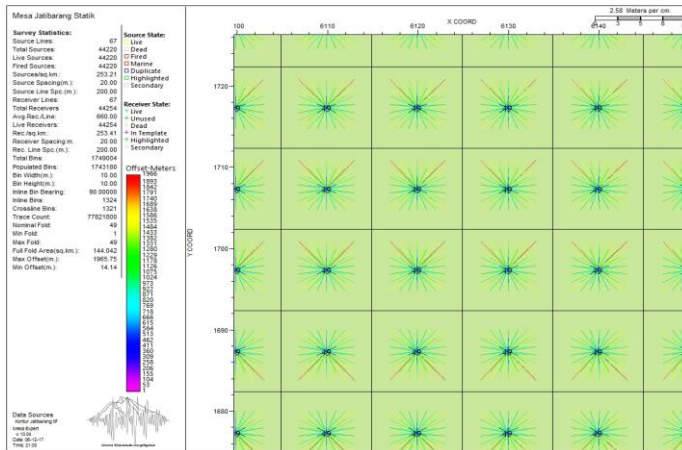




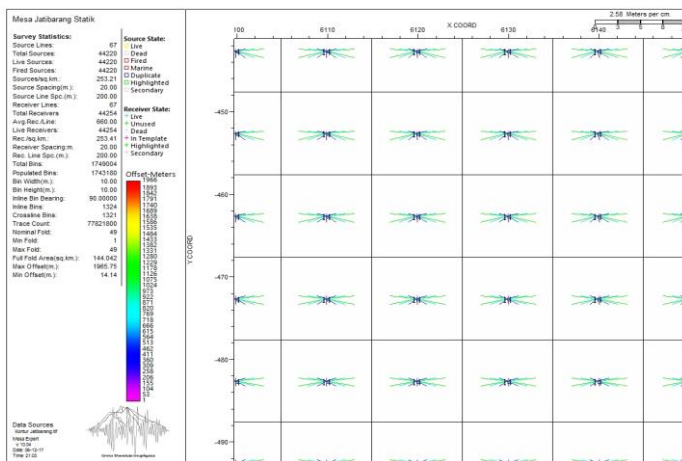
Gambar 4.41 Low Offset Distribution Fold Rendah

Keperluan *offset* ini digunakan untuk mengetahui penetrasi kedalaman yang dapat di akuisisi dan di olah. Sehingga ketika membutuhkan banyaknya data yang memiliki *offset* jauh dekat, dan tengah memerlukan juga daerah yang full migration dimana BIN pada daerah tersebut dilalui *trace* dari berbagai *offset* sehingga ketersediaan *fold* perlu diperhatikan. Selanjutnya adalah azimuth Distribution dari survei seismik 3D.

Azimuth ini merupakan arah dari konfigurasi *shot point* dan penerima. Arah datangnya gelombang refleksi dapat diketahui persebarannya pada persebaran azimuth yang dapat dihubungkan juga dengan panjang *offset*. Dalam perencanaan akuisisi seismik 3D untuk sebuah target dilingkungan vulkanik yang memiliki geologi kompleks dan terjadi fenomena anisotropi harus memiliki persebaran azimuth yang merata. Persebaran azimuth ini akan membantu dalam mendefinisikan kondisi bawah permukaan lingkungan vulkanik dengan kasus geologi kompleks dan anisotropi. Hasil dari analisa azimuth ini ditunjukkan pada gambar 4.44 dibawah ini pada daerah BIN dengan daerah *full fold migration* dan daerah dengan *fold coverage* rendah,

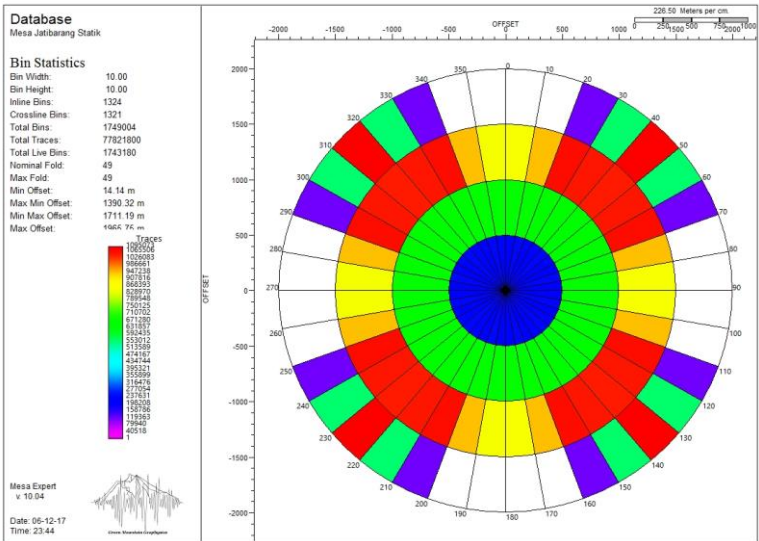


Gambar 4.42 Persebaran Azimuth pada Daerah *Fold* Tinggi





kondisi anisotropi yang terdapat pada lingkungan vulkanik. Banyak variasi persebaran azimuth menyebabkan suatu objek geologi kompleks dan anisotropi dilalui *trace* seismik dari berbagai arah yang dapat melalui titik titik geologi bawah permukaan dengan kondisi ekstrim dan anisotropi. Berbanding lurus dengan kondisi sebaliknya yang ditunjukkan gambar 4.44, kondisi *fold coverage* yang rendah menunjukkan persebaran azimuth tidak merata. Hal ini terjadi karena pada daerah dengan *fold coverage* rendah tidak banyak konfigurasi penembakan dan penerima yang melalui bin. Kondisi ini mengakibatkan persebaran azimuth hanya berasal dari arah tertentu saja yang biasa disebut *narrow azimuth*. Sehingga pada daerah dengan *fold coverage* rendah tidak masuk dalam proses migrasi pada pengolahan data seismik. Persebaran azimuth baik karena sebanding dengan nilai *fold* dan menyediakan data untuk analisa seismik *multi azimuth*. Selain dengan spider diagram pada gambar diatas persebaran azimuth dapat dilihat dengan *rose diagram*.



Gambar 4.44 Diagram Persebaran Arah Azimuth Dominan terhadap Jumlah *Trace*

Berdasarkan gambar 4.45 dapat dilihat persebaran *trace* dominan berasal arah penembakan tertentu. *Trace* seismik dominan ditunjukkan dengan warna merah yang berasal dari N 25° E - N 65° E, N 295° E – N 335° E, N 205° E – N 245° E, N 115° E – N 155° E. Manfaatnya untuk mendukung proses analisa multi azimuth dari kehadiran *trace* terhadap arah datang.

***HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

## BAB V KESIMPULAN

### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan dari penelitian ini dapat ditarik kesimpulan yaitu :

1. Untuk analisa metode dinamik diperoleh hasil sebagai berikut,
  - a. Variasi nilai CDP interval dapat menunjukkan kemampuan desain akuisisi untuk menjelaskan resolusi lateral pada penampang seismik di model geologi lingkungan vulkanik, hasil yang ideal dari penelitian ini untuk model lingkungan vulkanik yang dibuat adalah 10 meter
  - b. Variasi nilai *fold coverage* menunjukkan kontras sinyal seismik dibandingkan dengan noise, hasil yang ideal dari ketiga variasi *fold coverage* di model geologi lingkungan vulkanik, diperoleh *fold coverage* 45 yang ideal untuk di terapkan pada model geologi vulkanik
  - c. Variasi nilai far Offset menunjukkan pengaruh jarak terjauh *receiver* dengan *shot point* terhadap penetrasi kedalaman suatu data ( resolusi vertical), diperoleh far offset maksimal 1790 meter dalam menunjukkan resolusi vertikal yang ideal dari ketiga variasi
2. Diperoleh hasil desain parameter akuisisi seismik 3D dengan analisa metode statik sebagai berikut
  - a. *Fold coverage* = 49
  - b. Far Offset = 1965 meter
  - c. *Near Maximum Offset* = 282.8 meter
  - d. Jumlah Salvo = 10 buah
  - e. Jumlah *Receiver Line Interval* (RLI) = 14 buah
  - f. Jarak *Shot Line Interval* (SLI) = 200 meter
  - g. Jarak *Receiver Line Interval* (RLI) = 200 meter
  - h. Jumlah Geophone/lintasan = 140 buah
3. Berdasarkan desain parameter akuisisi yang telah di analisa,
  - a. parameter *Common depth point interval* mempengaruhi resolusi lateral pada target lapisan. Semakin rendah interval common depth point semakin tinggi resolusi lateral target lapisan.
  - b. *Fold coverage* dapat mempengaruhi hasil kejelasan sebuah reflektor karena memiliki nilai S/N ration yang tinggi. Semakin tinggi nilai *fold coverage* maka semakin tinggi pula nilai Signal dibandingkan dengan noise yang muncul sehingga kontras perlapisan dapat lebih terlihat jelas.

- c. *Far offset* dapat mempengaruhi resolusi vertikal pada lapisan target. Semakin besar jarak far offset semakin dalam reflektor yang dapat dicitrakan pada penampang seismik (resolusi vertikal).

## **5.2 Saran**

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan oleh penulis pada tugas akhir ini dalam peneltian selanjutnya model geologi sintetis dapat diterapkan nilai atenuasi frekuensi dan amplitude agar model disesuaikan dengan kondisi sesungguhnya. Perlu dilakukan adanya analisa dinamis pada desain akuisisi seismik 3D untuk mengetahui penampang seismik 3D sintetis dari desain yang telah diterapkan.

## DAFTAR PUSTAKA

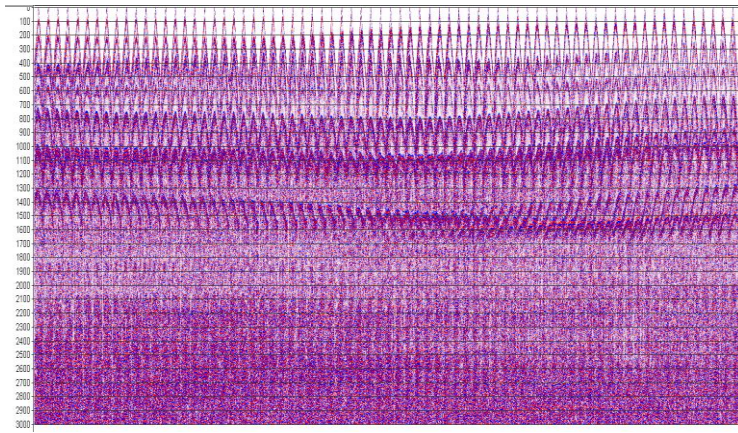
- Arpandi, D., Patmokismo, S., 1975. The Cibulakan Formation as One of The Most Prospective Stratigraphic Units in The Northwest Java Basinal Area, IPA Proceeding, Vol 4th Annual Convention, Jakarta.
- Budiyani, S., Priambodo, D., Haksana, B.W., dan Sugianto, P., 1991. Konsep Eksplorasi Untuk Formasi Parigi di Cekungan Jawa Barat Utara. Makalah IAGI Vol 20th, Indonesia, hal 45-67.
- Caouch, A., Maryy, J.L. "3-D Land Seismic Surveys: Definition of Geophysical Parameters". pp. 611-630. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Paris, Maret, 2006
- Dancer, P. Nick, Nick, W., Pillar. "Exploring in The Slyne Basin : a geophysical challenge". Proceeding The Petroleum Exploration of Ireland Offshore Basin, Ireland, 2016
- Cordsen, Andreas, Galbraith .M., Pierce. J. 2000. "Planning Land 3-D Seismic Surveys". United States of America : Society of Exploration Geophysicist
- Fajrina, Y., Ghazzali, M. Evaluation of Seismic Exploration in Sub-Volcanic Reservoir Area By Synthetic Seismic Modelling. 2015. PROCEEDINGS, INDONESIAN PETROLEUM ASSOCIATION Thirty-Ninth Annual Convention & Exhibition, Jakarta, Mei 2015
- Klarner, Sabine & Olaf K., 2013, *Identification of Paleo-Volcanic Rocks on Seismic Data*, PGS Reservoir & Klarenco, Germany.
- Sato, H., Fehler, M.C. & Maeda, T., 2012. *Seismic Wave Propagation and Scattering in the heterogeneous Earth*: Second Edition, Springer
- Satyana, A.H., 2015, *Subvolcanic Hydrocarbon Prospectivity of Java: Opportunities and Challenges*, Proceedings Indonesian Petroleum Association, 39th Annual Convention and Exhibition, Jakarta, May 2015.
- Telford, W.M., Geldart, L.P., Sheriff, R.E. 1990. *Applied Geophysics*. Second Edition. Cambridge University Press : United States of America

***HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

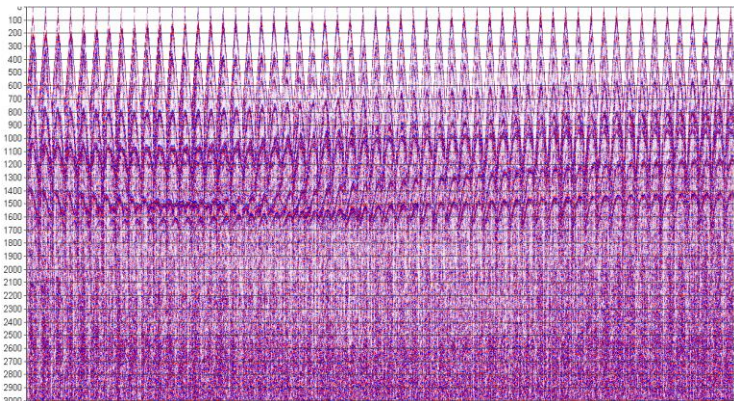
## LAMPIRAN

### 1. Shot Gather Model Geologi Sintetik Banuboro – 1

#### A. Variasi 1 – CDP Interval 10 meter



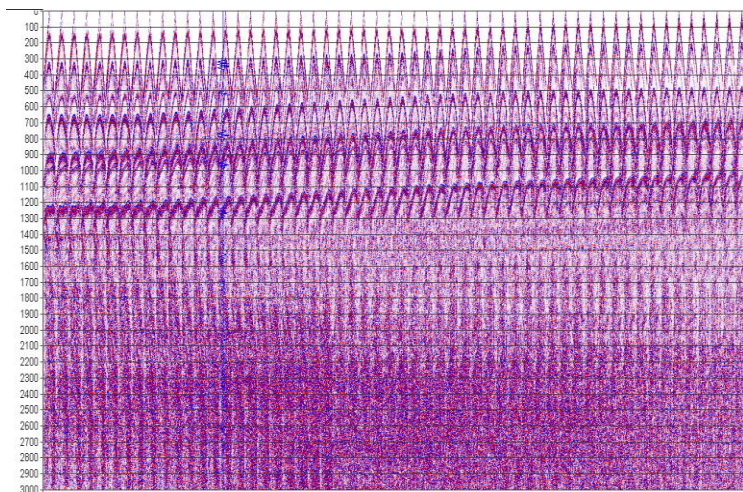
#### B. Variasi 2 – CDP Interval 15 meter



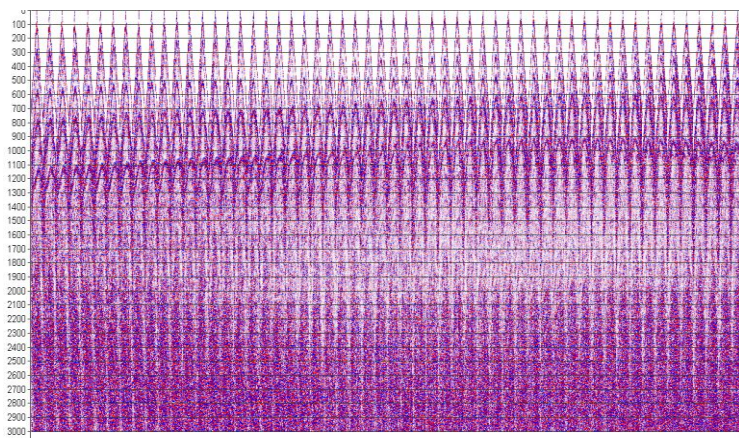
### 2. Shot Gather Model Geologi Sintetik Banuboro – 2

#### A. Variasi 1 – CDP interval 10 meter



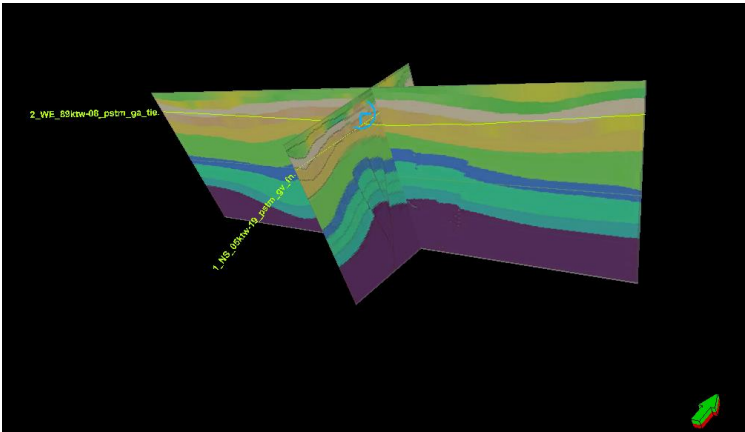


B. Variasi 2 – CDP interval 15 meter

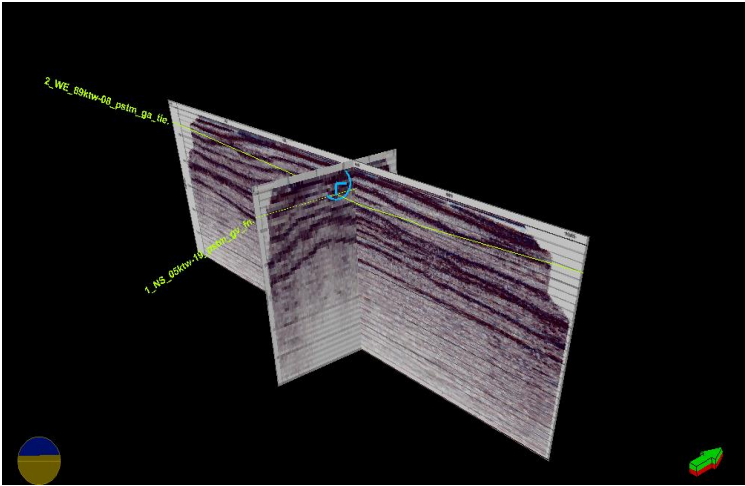




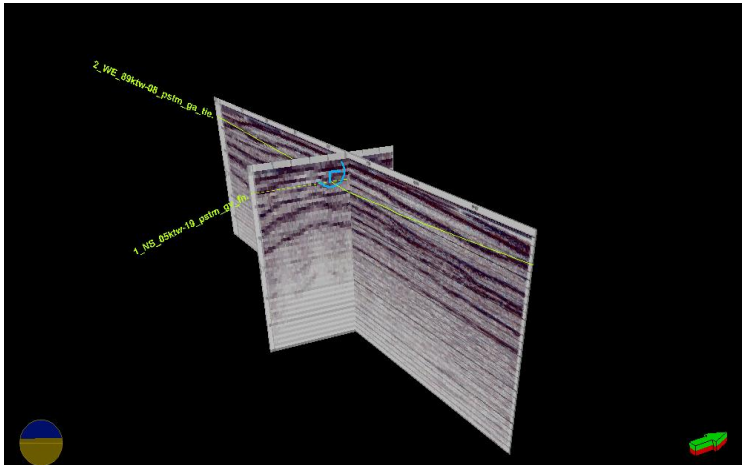
3. Penampang 2D Cross Section Model Geologi Sintetik



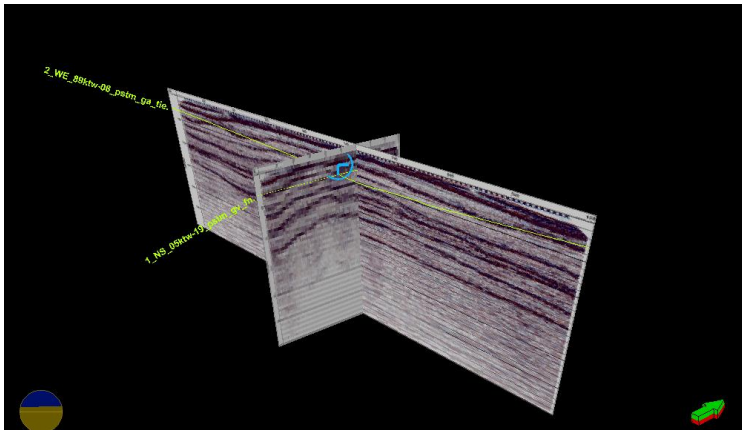
4. Penampang 2D Cross Section Seismik Hasil Analisa CDP Interval



## 5. Penampang 2D Cross Section Seismik Hasil Analisa *Fold coverage*



## 6. Penampang 2D Cross Section Seismik Hasil Analisa Far Offset



## BIODATA PENULIS



Adib Banuboro lahir di Surabaya, 4 Juli 1995 . Penulis merupakan anak pertama dari dua bersaudara. Mengawali Pendidikan formal mulai dari taman kanak kanak hingga universitas. Pendidikan formal dasar diawali di TK Al – Iman Surabaya pada tahun 1999 – 2001, SD Al-Muttaqien Surabaya 2001-2007, SMPN 15 Surabaya 2007-2010, SMAN 4 Surabaya 2010 – 2013. Mengawali perkuliahan di Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan, penulis aktif didalam berbagai kegiatan di lingkungan kampus yakni Unit Kegiatan Mahasiswa, Organisasi Kemahasiswaan, dan Organisasi Keprofesian.

Unit Kegiatan Mahasiswa yang di ikuti adalah Bola Basket ITS dimana penulis menjadi staf kominfo ( komunikasi dan infomasi) di kepengurusan kabinet revival pada tahun 2014. Organisasi Kemahasiswaan yang di ikuti oleh penulis yakni Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ITS dimana penulis menjadi staf divisi Hubungan Luar, SRC TG ITS ( *Student Representative Council* Teknik Geofisika ITS) dimana penulis menjadi coordinator SRC pada tahun 2015, dan Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia pusat dimana penulis menjadi staf departemen ristik dan teknologi. Organisasi keprofesian yang diikuti antara lain Society of Exploration Geohysicist dimana penulis menjadi staf departemen eksternal pada tahun 2014, kepala departemen event pada tahun 2015, dan *Society of Petroleum Engineer* sebagai anggota biasa.

Beberapa prestasi pernah diperoleh penulis semasa kuliah diantaranya juara dua kompetisi bola basket didalam satu fakultas bersama tim bola basket Teknik Geomatika ITS pada tahun 2014, Perwakilan ITS dalam ajang SPE Universiti Teknologi Malaysia “Oil and Gas Festival” *Petrobowl Competition* pada tahun 2014, semifinalis sebagai perwakilan ITS dalam ajang SPE Universitas Indonesia “Petrogas Days” *Petrosmart Competition* pada tahun 2015 dan berhasil hingga babak lima besar, Perwakilan ITS menjadi Student Volunteer di acara The 39<sup>th</sup> IPA Convention and Exhibition ( Indonesian Petroleum Ascociation ) pada tahun 2015, semifinalis sebagai Perwakilan ITS dalam ajang SPE UTM Oil and Gas Symposium Petrosmart Competition pada tahun 2016, Presenter di acara ICCER (*International Conference on Civil Engineering Research*) Teknik Sipil ITS pada tahun 2017.

Kegiatan keilmiah dan keprofesian yang pernah dilakukan penulis semasa kuliah yakni mengikuti pelatihan petrophysics training tahun 2015, melakukan kerja praktek di industri perminyakan tepatnya di *oil company* Kris Energy Ltd pada tahun 2016 dengan topik evaluasi formasi, menjadi asisten laboratorium Geofisika Eksplorasi pada tahun 2016, mengikuti pelatihan

*Seismic Processing Training* di Pusat Studi Energi Universitas Gadjah Mada Yogyakarta pada tahun 2016, dan turut serta secara langsung dalam penelitian yang dilakukan oleh jurusan terkait Gunung Lumpur, Vulkanologi dan Eksplorasi air tanah pada tahun 2015 dan 2016. Selama perkuliahan penulis berkeinginan untuk fokus pada bidang keahlian geofisika eksplorasi dan petrofisika. Pada masa akhir studi penulis memilih untuk melakukan penelitian dibidang tersebut dengan mengambil topik desain akuisisi seismik dilingkungan vulkanik. Penulis melakukan penelitian tersebut di PT Pertamina (persero). Diharapkan dengan adanya penelitian tentang metode dan keberadaan hidrokarbon di lingkungan vulkanik, dapat menjawab permasalahan dan tantangan yang ada untuk mengangkat minyak bumi ke permukaan dibawah lingkungan vulkanik. Penulis sangat membuka diri untuk berdiskusi terkait penelitian yang telah dilakukan oleh penulis dan berharap penelitian ini terus berkembang. Berikut kontak email penulis [banuboro04@gmail.com](mailto:banuboro04@gmail.com) jika ada pertanyaan maupun diskusi yang ingin disampaikan.